



**Universidad Nacional Mayor de San Marcos**

**Universidad del Perú. Decana de América**

**Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica**

**Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica**

**Diseño electromecánico de la línea de transmisión  
10KV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4  
para la unidad minera ubicada en la región Puno**

**TESIS**

**Para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista**

**AUTOR**

**Edwin Paul MEDINA TRONCOS**

**ASESOR**

**Ing. Flaviano Juvencio CHAMORRO VALVERDE**

**Lima, Perú**

**2021**



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

## Referencia bibliográfica

---

Medina, E. (2021). *Diseño electromecánico de la línea de transmisión 10KV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la unidad minera ubicada en la región Puno*. [Tesis de pregrado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Electrónica y Eléctrica, Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

---

## Hoja de metadatos complementarios

Código ORCID del autor	0000-0003-4655-2938
DNI o pasaporte del autor	72564704
Código ORCID del asesor	0000-0003-1270-2379
DNI o pasaporte del asesor	06995689
Grupo de investigación	-
Agencia financiadora	-
Ubicación geográfica donde se desarrolló la investigación	Distrito de Antauta, provincia de Melgar, Región Puno. Coordenadas UTM-WGS84: Este (m): 357,432 Norte (m): 8,426,457
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2020
Disciplinas OCDE	Ingeniería eléctrica, Ingeniería electrónica <a href="http://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01">http://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.02.01</a>



**UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS**  
(Universidad del Perú, DECANA DE AMÉRICA)  
**FACULTAD DE INGENIERÍA ELECTRÓNICA Y ELÉCTRICA**

**ACTA DE SUSTENTACIÓN N° 001-EPIEI-FIEE/2021**

**TESIS N° 001-FIEE/2021 PARA OPTAR EL  
TÍTULO PROFESIONAL DE INGENIERO ELECTRICISTA**

Los suscritos Miembros de Jurado, nombrados por la Dirección de la Escuela Profesional de Ingeniería Eléctrica, reunidos en la fecha bajo la Presidencia del Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez e integrado por los Ingenieros: Mg. Alfredo Rocha Jara, Ing. José Medina Ramírez y el Ing. Flaviano Chamorro Valverde (Miembro -Asesor)

Después de escuchar la Sustentación de Tesis del Bachiller EDWIN PAUL MEDINA TRONCOS (11190144), para optar el Título Profesional de Ingeniero Electricista por la modalidad de Titulación Ordinaria, quien expuso su TESIS: “DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LA LÍNEA DE TRANSMISIÓN 10KV SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN RAFAEL-PLANTA B4 PARA LA UNIDAD MINERA UBICADA EN LA REGIÓN PUNO”.

Se acordó **APROBAR** por **UNANIMIDAD**

Con la Nota de **QUINCE (15)**

Ciudad Universitaria, 28 de enero de 2021

Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez  
Presidente de Jurado

Mg. Alfredo Rocha Jara  
Miembro de Jurado

Ing. José Medina Ramírez  
Miembro de Jurado

Ing. Flaviano Chamorro Valverde  
Miembro de Jurado-Asesor



**UNMSM**

Firmado digitalmente por PONCE  
MARTINEZ Luis Mark Rudy FAU  
20148092282 soft  
Motivo: Soy el autor del documento  
Fecha: 05.03.2021 11:28:07 -05:00

Mg. Luis Mark Rudy Ponce Martínez  
Director de la EPIEI



**UNMSM**

Firmado digitalmente por UTRILLA  
SALAZAR Dario FAU 20148092282  
soft  
Motivo: Soy el autor del documento  
Fecha: 08.03.2021 23:23:51 -05:00

Dr. Dario Utrilla Salazar  
Decano FIEE – UNMSM

**DISEÑO ELECTROMECAÁNICO DE LA LÍNEA DE  
TRANSMISIÓN 10KV SUBESTACIÓN ELÉCTRICA SAN  
RAFAEL - PLANTA B4 PARA LA UNIDAD MINERA  
UBICADA EN LA REGIÓN PUNO**

*Tesis presentada a la Facultad de  
Ingeniería Electrónica y Eléctrica de la  
Universidad Nacional Mayor de San  
Marcos para obtener el Título de Ingeniero  
Electricista.*

Área: Líneas de Media Tensión

Asesor: Ing. Flaviano Chamorro Valverde

**LIMA – PERÚ**

**2020**

*Dedico esta investigación:*

*A mis padres, por haberme forjado como la persona que soy y a quienes le debo todo lo que soy y lo que pueda llegar a ser en la vida. Los amo.*

## **AGRADECIMIENTOS**

A mis padres Sefelmira Troncos y Nelson Medina, por todo el esfuerzo, sacrificio y apoyo incondicional para que el menor de sus hijos logre convertirse en profesional, siendo ellos mis mayores referentes de humildad y perseverancia para superar las dificultades y cumplir con un sueño mutuo.

A mi hermano John Medina, su esposa y mis dos sobrinas, aunque estemos alejados físicamente, siempre han estado pendientes en todo mi proceso de formación, así mismo les agradezco haberme transmitido sus experiencias y lecciones de vida para no cometer los mismos errores y ser cada día mejor persona.

A mi novia, por acompañarme, orientarme y hacerme reaccionar en las situaciones oportunas mediante sus consejos constantes que han hecho de mí una mejor persona, manteniendo firme los pies sobre la tierra y poder cumplir nuestros objetivos propuestos.

A mi asesor, el Ing. Flaviano Chamorro, por ser una persona proactiva y que gracias a sus recomendaciones he logrado conseguir darle el enfoque adecuado a la presente Tesis concluyéndola de una manera satisfactoria.

Y finalmente a Dios por la oportunidad, al cual lo tengo presente en toda mi vida.



# ÍNDICE

<b>1</b>	<b>CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA</b>	<b>2</b>
1.1	FORMULACIÓN DEL PROBLEMA	2
1.2	JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN	2
1.3	APORTES	2
1.4	OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN	3
1.4.1	Objetivo General	3
1.4.2	Objetivos Específicos	3
<b>2</b>	<b>CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO Y METODOLÓGICO</b>	<b>4</b>
2.1	ANTECEDENTES DEL PROBLEMA	4
2.2	METODOLOGÍA	5
2.3	PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS	7
2.3.1	Alternativa N°01 – Línea 10kV	8
2.3.2	Alternativa N°02 – Línea 22.9kV	9
2.4	ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS	9
2.4.1	Capacidad Térmica (Ampacidad)	9
2.4.2	Análisis de Flujo de Carga – Alternativa N°01	10
2.4.3	Análisis de Flujo de Carga – Alternativa N°02	12
2.5	EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE ALTERNATIVAS	13
2.5.1	Estimación de Costo de Inversión de Alternativa N°01	13
2.5.2	Estimación de Costo de Inversión de Alternativa N°02	14
2.5.3	Evaluación Financiera	15
<b>3</b>	<b>CAPÍTULO III: DISEÑO DE LA LÍNEA 10KV</b>	<b>18</b>
3.1	ASPECTOS GENERALES	18
3.1.1	Ubicación Geográfica	18
3.1.2	Condiciones Ambientales	18
3.1.3	Criterios de Selección de Ruta	24
3.2	CÁLCULOS ELÉCTRICOS	24
3.2.1	Parámetros Eléctricos	24
3.2.1.1	Resistencia Eléctrica	24
3.2.1.2	Reactancia	24
3.2.2	Dimensionamiento del Cable de Energía	25
3.2.2.1	Capacidad del Cable	25
3.2.2.2	Corriente de CC en el Cable	25
3.2.2.3	Caída de Tensión	26
3.2.3	Distancias Mínimas de Seguridad (DMS)	27
3.2.3.1	Distancias Mínimas de Seguridad al Suelo	28
3.2.3.2	Distancias Mínimas de Seguridad en Cruces	28
3.2.4	Capacidad Térmica (Ampacidad)	28
3.2.5	Coordinación de Aislamiento	31
3.2.5.1	Cálculo de Aislamiento 10kV	31
3.2.5.2	Selección de Aisladores	34
3.2.6	Selección de Pararrayos	35
3.2.7	Selección de Seccionadores Tipo Cuchilla y Cut-Out	37
3.2.8	Diseño del Sistema de Puesta a Tierra	38
3.2.8.1	Electrodo Vertical	38
3.2.8.2	Contrapesos Horizontales	39
3.2.8.3	Resistencia Equivalente del Puesta a Tierra	39
3.2.8.4	Configuración para Postes tipo “PAT1-XX”	39
3.2.8.5	Configuración para Torres tipo “PAT2-YY”	40
3.2.8.6	Resultados del Diseño de Puesta a Tierra	41
3.3	CÁLCULOS MECÁNICOS	42
3.3.1	Hipótesis del Conductor	42
3.3.2	Cálculo Mecánico de Conductores	44
3.3.3	Cálculo Mecánico de Aisladores	52

3.3.4 Selección de Retenidas.....	53
3.3.4.1 Consideraciones para Retenidas .....	53
3.3.4.2 Cálculo de Vientos .....	54
3.3.5 Diseño Mecánico de Torres de Acero .....	55
3.3.5.1 Tipos de Estructuras.....	55
3.3.5.2 Esfuerzos o Cargas Mecánicas sobre las Torres.....	56
3.3.5.3 Diseño Mecánico de la Torre de Suspensión “TS” .....	56
3.3.5.4 Resultados del Diseño Mecánico de Torre “TS” .....	57
3.3.5.5 Diseño Mecánico de Torres Angulares “TA1”, “TA2” y “TA3” .....	58
3.3.5.6 Resultados del Diseño Mecánico de Torres “TA1”, “TA2” y “TA3” .....	59
3.3.5.7 Diseño Mecánico de Torre de Transición “TR” .....	65
3.3.5.8 Resultados del Diseño Mecánico de Torre “TR” .....	66
<b>3.4 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO ELECTROMECÁNICO DE LA LÍNEA 10KV .....</b>	<b>68</b>
3.4.1 Características Principales de la Línea 10kV.....	68
3.4.2 Descripción de la Ruta de Línea .....	68
3.4.3 Metrado del Diseño Electromecánico de la Línea 10kV .....	73
<b>4 CAPÍTULO V: CONCLUSIONES.....</b>	<b>78</b>

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

## GLOSARIO

## ANEXOS

## Lista de Cuadros

Cuadro N° 1	Ampacidad de Conductores Desnudos.....	10
Cuadro N° 2	Pérdidas de Potencia – Alternativa N°01 .....	12
Cuadro N° 3	Pérdidas de Potencia – Alternativa N°02 .....	12
Cuadro N° 4	Costo de Suministro Electromecánico – Alternativa N°01 .....	13
Cuadro N° 5	Resumen del CAPEX – Alternativa N°01 .....	13
Cuadro N° 6	Costo de Suministro Electromecánico – Alternativa N°02 .....	14
Cuadro N° 7	Resumen del CAPEX – Alternativa N°02 .....	14
Cuadro N° 8	Resumen del NPC – Alternativa N°01 .....	15
Cuadro N° 9	Resumen del NPC – Alternativa N°02.....	15
Cuadro N° 10	Perfil de Tensión en Barras.....	27
Cuadro N° 11	DMS al Suelo (Vertical).....	28
Cuadro N° 12	DMS en Cruces.....	28
Cuadro N° 13	Ampacidad de Conductores .....	29
Cuadro N° 14	Resumen de Cálculos .....	31
Cuadro N° 15	Características del Aislador tipo PIN .....	34
Cuadro N° 16	Características del Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3.....	34
Cuadro N° 17	Cálculo del TOV .....	35
Cuadro N° 18	Pararrayo Seleccionado .....	35
Cuadro N° 19	Selección de Fusibles para Transformadores .....	38
Cuadro N° 20	Selección de Fusibles para Derivaciones de Línea.....	38
Cuadro N° 21	Configuración tipo PAT-1 .....	42
Cuadro N° 22	Configuración tipo PAT-2 .....	42
Cuadro N° 23	Características del Conductor 150mm2 AAAC .....	44
Cuadro N° 24	Características del Conductor 300mm2 AAAC .....	44
Cuadro N° 25	Características del Cable de Guarda OPGW .....	45
Cuadro N° 26	Tipos de Armados – Torres de Acero .....	56
Cuadro N° 27	Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TS”.....	58
Cuadro N° 28	Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TS” .....	58
Cuadro N° 29	Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TA1”.....	60
Cuadro N° 30	Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TA1”.....	61
Cuadro N° 31	Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TA2”.....	62
Cuadro N° 32	Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TA2”.....	63
Cuadro N° 33	Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TA3”.....	64
Cuadro N° 34	Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TA3”.....	65
Cuadro N° 35	Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TR”.....	66
Cuadro N° 36	Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TR”.....	67
Cuadro N° 37	Datos Técnicos de la Línea 10kV.....	68
Cuadro N° 38	Planilla Línea 10kV – Sistema de Infiltraciones .....	70
Cuadro N° 39	Planilla Línea 10kV – Derivación Planta de Tratamiento de Agua .....	71
Cuadro N° 40	Planilla Línea 10kV – Derivación Sist. Bombeo (Transformador N°02) .....	71
Cuadro N° 41	Planilla Línea 10kV – Derivación Sist. Bombeo (Transformador N°01) .....	71
Cuadro N° 42	Suministro de Materiales – Línea 10kV.....	73
Cuadro N° 43	Montaje Electromecánico y Obras Civiles – Línea 10kV.....	75

## Lista de Figuras

Figura N° 1	Sistema Eléctrico 10kV Existente.....	4
Figura N° 2	Trazo de Ruta de Alternativas.....	8
Figura N° 3	Esquema Eléctrico – Alternativa N° 01 .....	8
Figura N° 4	Esquema Eléctrico – Alternativa N° 02 .....	9
Figura N° 5	Diagrama Unifilar de la Alternativa Seleccionada .....	17
Figura N° 6	Estación Meteorológica Crucero .....	19
Figura N° 7	Estación Meteorológica Macusani.....	20
Figura N° 8	Estación Meteorológica Azángaro.....	21
Figura N° 9	Estación Meteorológica Putina .....	22
Figura N° 10	Estación Meteorológica Ananea.....	23
Figura N° 11	Datos Eléctricos del Cable de Energía N2XSY 8.7/15kV .....	27
Figura N° 12	Ampacidad de Conductor 300mm <sup>2</sup> AAAC .....	29
Figura N° 13	Ampacidad de Conductor 150mm <sup>2</sup> AAAC .....	30
Figura N° 14	Cálculo de Aislamiento 10kV.....	32
Figura N° 15	Distancias de Aislamiento 10kV .....	33
Figura N° 16	Cálculo y Selección de Pararrayos 12kV, 10kA .....	36
Figura N° 17	Configuración tipo PAT-1 .....	40
Figura N° 18	Configuración tipo PAT-2 .....	41
Figura N° 19	Cálculo Mecánico del Conductor de 300 mm <sup>2</sup> AAAC - EDS : 15% .....	46
Figura N° 20	Cálculo Mecánico del Conductor de 300 mm <sup>2</sup> AAAC - EDS : 12% .....	47
Figura N° 21	Cálculo Mecánico del Conductor de 150 mm <sup>2</sup> AAAC - EDS : 15% .....	48
Figura N° 22	Cálculo Mecánico del Conductor de 150 mm <sup>2</sup> AAAC - EDS : 12% .....	49
Figura N° 23	Cálculo Mecánico del Cable OPGW - EDS : 17% (Área 3 > 4500 msnm).....	50
Figura N° 24	Cálculo Mecánico del OPGW - EDS : 17% (Área 2. 4000 – 4500 msnm) .....	51
Figura N° 25	Cálculo Mecánico del Aislador tipo pin clase ANSI 56-4.....	52
Figura N° 26	Cálculo Mecánico del Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3 .....	53
Figura N° 27	Cálculo Mecánico de la Retenida Inclinada .....	55
Figura N° 28	Trazo de Ruta de Línea 10kV .....	72

## RESUMEN

**Objetivo:** Realizar el diseño electromecánico de la línea de transmisión 10kV-7km desde la S.E. San Rafael 138/10kV hasta la Planta B4 para alimentar las cargas proyectadas asociadas a la creación de la Planta B4 en la Unidad Minera ubicada en la región Puno, brindando un abastecimiento suficiente de energía eléctrica de forma continua y confiable.

**Diseño:** La presente tesis “Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno”, contempla la implementación de la siguiente infraestructura electromecánica:

- Línea nueva en 10kV-4.25km con conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC y torres de acero desde la salida de la SE San Rafael hasta el vértice de derivación V-10.4 para alimentar las cargas asociadas al sistema de bombeo de agua recuperada.
- Línea nueva en 10kV-1.1km con conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto desde el vértice de derivación V-10.4 hasta el sistema de infiltración y planta de tratamiento de agua.

**Conclusiones:** Se contempla la evaluación técnica y económica de dos (02) alternativas para el diseño de la línea de transmisión, la primera en el nivel de tensión existente 10kV y la segunda opción en un nivel de tensión 22.9kV a través de una subestación elevadora 10/22.9kV, cabe precisar que ambas alternativas son asociadas únicamente a la línea, ya que la ubicación del edificio de control y/o subestación proyectada ya está definida bajo condiciones y restricciones de ubicación cerca de la SE San Rafael 138/10kV, en ese sentido y en base a los resultados asociados a la evaluación financiera, se concluye que la Alternativa N°01 presenta mejores indicadores y cumple con las especificaciones técnicas necesarias para un buen funcionamiento del sistema eléctrico, concluyéndose que se desarrollará la ingeniería de diseño electromecánico de dicha alternativa seleccionada, objeto de la presente tesis.

**Palabras Clave:** Línea de Transmisión, Planteamiento de Alternativas y Análisis Técnico – Económico.

## ABSTRACT

**Objective:** Carry out the electromechanical design of the 10kV-7km transmission line from S.E. San Rafael 138/10kV to Plant B4 to feed the projected loads associated with the creation of Plant B4 in the Mining Unit located in the Puno Region, providing a sufficient supply of electrical energy in a continuous and reliable way.

**Design:** The present thesis "Electromechanical Design of the 10kV Transmission Line San Rafael Electrical Substation - Plant B4 for the Mining Unit located in the Puno Region", contemplates the implementation of the following electromechanical infrastructure:

- New line in 10kV-4.25km with 300mm<sup>2</sup> AAAC conductor and steel towers from the SE San Rafael exit to the V-10.4 derivation vertex to feed the loads associated with the recovered water pumping system.
- New line in 10kV-1.1km with 150mm<sup>2</sup> AAAC conductor and concrete posts from the V-10.4 derivation vertex to the infiltration system and water treatment plant.

**Conclusions:** The technical and economic evaluation of two (02) alternatives for the design of the transmission line is contemplated, the first in the existing 10kV voltage level and the second option in a 22.9kV voltage level through a 10/22.9kV lift substation, it should be noted that both alternatives are only associated with the line, since the location of the control building or projected substation is already defined under location conditions and restrictions near SE San Rafael 138/10kV, in that sense and based on the results associated with the financial evaluation, it is concluded that Alternative N° 01 presents better indicators and complies with the technical specifications necessary for the proper functioning of the electrical system, concluding that the electromechanical design engineering of said alternative will be developed selected, object of the present thesis.

**Keywords:** Transmission Line, Proposal of Alternatives and Technical - Economic Analysis.

## INTRODUCCIÓN

La Unidad Minera ubicada en la Región Puno (UMRP), representa la principal mina de estaño en Sudamérica produciendo alrededor del 10% de estaño a nivel mundial, ubicada en la cordillera oriental del sur del Perú, distrito de Antauta, provincia de Melgar, Región Puno. Actualmente la UMRP cuenta con una línea eléctrica doble terna de media tensión en 10kV que alimenta las cargas asociadas a las plantas B2 y B3 existentes, asimismo como parte de su operación y expansión minera, se tiene previsto la creación de un nuevo sistema denominado “Planta B4”, la cual requerirá suministro de energía eléctrica para abastecer a sus sub-sistemas como planta de tratamiento de agua, sistemas de bombeo y sistema de infiltración representando una demanda aproximada de 3MW.

Como parte de la evaluación del sistema eléctrico existente, se identificó que la línea doble terna 10kV se encuentra saturada, es decir, la línea existente no cuenta con el suficiente abastecimiento de energía eléctrica, concluyéndose que se debe optar por la construcción de una nueva línea para cubrir las nuevas cargas proyectadas en la Unidad Minera asociadas al Proyecto B4.

En ese sentido, se contempla la evaluación técnica y económica de dos (02) alternativas para el diseño de la línea de transmisión, la primera en el nivel de tensión existente 10kV y la segunda opción en un nivel de tensión 22.9kV a través de una subestación elevadora 10/22.9kV, cabe precisar que ambas alternativas son asociadas únicamente a la línea, ya que la ubicación del edificio de control y/o subestación proyectada ya está definida bajo condiciones y restricciones de ubicación cerca de la SE San Rafael 138/10kV, en ese sentido y en base a los resultados asociados a la evaluación financiera, se concluye que la Alternativa N°01 presenta mejores indicadores y cumple con las especificaciones técnicas necesarias para un buen funcionamiento del sistema eléctrico, concluyéndose que se desarrollará la ingeniería de diseño electromecánico de dicha alternativa seleccionada, la cual contempla la implementación de la siguiente infraestructura electromecánica:

- Línea nueva en 10kV-4.25km con conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC y torres de acero desde la salida de la SE San Rafael hasta el vértice de derivación V-10.4 para alimentar las cargas asociadas al sistema de bombeo de agua recuperada.
- Línea nueva en 10kV-1.1km con conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto desde el vértice de derivación V-10.4 hasta el sistema de infiltración y planta de tratamiento de agua.

## **1 CAPÍTULO I: PLANTEAMIENTO DEL PROBLEMA**

### **1.1 FORMULACIÓN DEL PROBLEMA**

La Unidad Minera como proceso de crecimiento o expansión minero, tiene previsto la construcción de una nueva planta B4, la cual necesitará de energía eléctrica para dar inicio a sus operaciones, sin embargo, se cuenta con una línea eléctrica doble terna 10kV saturada debido a que alimenta actualmente las cargas asociadas a las plantas B2 y B3 existentes. En ese sentido, se evidencia que la línea 10kV existente no podrá cubrir la nueva demanda y se debe optar por la implementación de una nueva línea eléctrica para cumplir con el suministro de energía eléctrica.

Por lo mencionado en el párrafo precedente, queda reflejado que el problema central es el “Insuficiente abastecimiento de energía eléctrica para el crecimiento de las nuevas cargas asociadas a la Planta B4 en la Unidad Minera”.

### **1.2 JUSTIFICACIÓN DE LA INVESTIGACIÓN**

En los últimos años se ha visto reflejado una notoria reducción en la elaboración de proyectos de tesis para la obtención de grado en la facultad, lo cual representa todo un reto, teniendo en cuenta la complejidad del desarrollo del presente tema de tesis, además no existe un precedente o estudio similar en la facultad de ingeniería eléctrica respecto al diseño de líneas de transmisión, la cual amerita desarrollarse ya que mediante la misma pretendo aportar en el aspecto técnico y social, favoreciendo el aprendizaje y reforzamiento de los estudiantes de pre-grado y profesionales jóvenes egresados mediante la explicación detallada de los cálculos de ingeniería básica de líneas eléctricas como cálculo mecánico del conductor (CMC) de fase, coordinación de aislamiento, diseño del sistema de puesta a tierra (SPAT), cálculo mecánico de estructuras, además de nociones generales de los estudios complementarios como servidumbre, levantamiento topográfico, capacidad portante del terreno, cimentaciones, entre otros estudios relevantes, con el objetivo de brindar la mayor información posible ampliando la visión respecto al diseño de líneas de transmisión esperando influir y calar en los futuros profesionales electricistas.

### **1.3 APORTES**

- Explicar paso a paso los cálculos eléctricos y mecánicos de una línea de transmisión, entre los más representativos se puede nombrar la definición de hipótesis de cálculo, cálculo mecánico de conductores, coordinación de aislamiento eléctrico, capacidad térmica o ampacidad de conductor, selección de cable de energía y cálculo mecánico de estructuras de acero.



- Metodología de optimización en la selección de postes de concreto armado según dos criterios de diseño, el primero, considerando los factores de sobrecarga y seguridad estipulado en la norma nacional vigente (CNE-Suministro 2011, pp.225-246), y el segundo, a través del coeficiente de seguridad establecido en la norma técnica peruana de fabricación de postes de concreto para líneas aéreas (Norma NTP 339.027-2008, pp. 02-09).
- Optimización en el diseño, en la presente tesis se plantea el diseño de una línea de transmisión con la implementación de torres de acero para el tramo troncal y postes de concreto 15m/500daN para las derivaciones hacia las nuevas cargas de la Planta B4, lo cual representa una alternativa de solución técnica y económica óptima para el diseño de líneas eléctricas no solo en la Unidad Minera ubicada en la Región Puno, sino en diversas regiones que cuentan con limitada capacidad de transmisión de potencia debido al crecimiento, desarrollo y expansión propia de cada empresa minera en todo el país.
- Representa una de las primeras tesis asociadas al diseño electromecánico de líneas de transmisión y estudios complementarios relacionados al mismo.

## **1.4 OBJETIVOS DE LA INVESTIGACIÓN**

### **1.4.1 Objetivo General**

- Realizar el diseño electromecánico de la línea de transmisión 10kV-7km desde la S.E. San Rafael 138/10kV hasta la Planta B4 para alimentar las cargas proyectadas asociadas a la creación de la Planta B4 en la Unidad Minera ubicada en la región Puno, brindando un abastecimiento suficiente de energía eléctrica de forma continua y confiable.

### **1.4.2 Objetivos Específicos**

- Establecer la capacidad de transmisión de potencia nominal y la máxima temperatura de operación.
- Determinar los esfuerzos o cargas mecánicas (kg) que ejercen los conductores hacia las estructuras soporte, en relación a los vanos laterales máximos por cada hipótesis de cálculo definida.
- Seleccionar el SPAT adecuado para torres o postes de concreto, mediante configuraciones de pozos a tierra verticales y contrapesos horizontales a fin de obtener valores de resistencia que cumplan con lo estipulado en las normas nacionales e internacionales vigentes.



capacidad nominal de transmisión de potencia, entonces, se refleja que bajo éstas condiciones de cargabilidad, la línea existente no cuenta con la capacidad de cubrir las nuevas cargas asociadas al Proyecto B4, optándose por la creación de una nueva línea eléctrica.

## 2.2 METODOLOGÍA

El diseño de líneas de transmisión contempla una serie de pasos como el uso de diversos programas especializados de ingeniería eléctrica en base a las normas de diseño nacional e internacional y recolección de información como estaciones meteorológicas o cartas IGN.

La primera etapa consiste en el planteamiento de alternativas a fin de compararlas técnica y económicamente, para que posteriormente (segunda etapa) se inicie con el diseño electromecánico propiamente sobre la mejor opción definida, en ese sentido los primeros pasos se describen a continuación:

- Revisión de la topografía del área de influencia y cargas eléctricas proyectadas.
- Planteamiento preliminar de alternativas técnicas viables, teniendo en cuenta el nivel de tensión, trazo de ruta de línea y tipos de estructuras soporte.
- Evaluación y/o comparación técnica-económica de las alternativas planteadas.
- Selección de la mejor alternativa, sobre dicha opción se llevará a cabo el desarrollo de la ingeniería aplicado a líneas eléctricas.

En relación a la mejor alternativa seleccionada, procederemos con la segunda etapa, representada por el diseño electromecánico cuya metodología se detalla a continuación:

- Recopilación de la información meteorológica del área de influencia, mediante la base de datos históricos brindados por el Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú – SENAMHI (Portal web: <https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>)
- Determinación de las distancias mínimas de seguridad verticales y horizontales según lo estipulado en la norma nacional vigente (CNE-Suministro 2011, pp.117-205).
- Selección del cable de energía, conductor desnudo y cable OPGW en relación a la máxima demanda proyectada por alimentar, representada por las nuevas cargas en la unidad minera ubicada en la región puno.

- Obtención de la capacidad de transmisión de potencia mediante el cálculo de capacidad térmica o también conocido como ampacidad en concordancia con la metodología establecida en normas internacionales (Norma IEEE Std. 738-2006).
- Definición de hipótesis de cálculo para conductores con base en las condiciones climatológicas del área de influencia del proyecto, la máxima corriente que circulará a través del conductor desnudo de fase y las recomendaciones detalladas en la norma eléctrica nacional vigente (CNE-Suministro 2011, pp.216-220)
- Elaboración del CMC basados en las hipótesis previamente definidas y con el objetivo de obtener los esfuerzos o cargas en relación a los vanos laterales.
- Ejecución del estudio de coordinación de aislamiento teniendo en cuenta la tensión nominal, altitud, niveles básicos de aislamiento a 1000 m.s.n.m., factores de seguridad o corrección y nivel de contaminación del área de influencia en relación a las recomendaciones de las normas nacionales e internacionales (Norma IEC 60071-1).
- Selección de aisladores de porcelana tipo suspensión y tipo pin según los niveles de aislamiento obtenidos en el estudio de coordinación previo, el equipamiento por escoger debe cumplir o superar las tensiones de sostenimiento a frecuencia industrial, al impulso tipo rayo y la longitud de línea de fuga total asociada al nivel de contaminación o polución del lugar del proyecto. (Norma IEC 60071-2).
- Selección de equipos de protección y maniobra como los seccionadores unipolares tipo cuchilla, seccionadores unipolares tipo expulsión (cut-out) y pararrayos de media tensión, los cuales deben estar preparados para operar a la altitud o máxima cota de la instalación y cubrir los requerimientos eléctricos de la línea de transmisión, asimismo tener en cuenta sus respectivas normas de fabricación. (Norma IEC 60099-4).
- Definición de armados del proyecto, es decir, detallar mediante planos o láminas cada tipo de estructura soporte según la función mecánica que cumplirá, entre ellas se pueden precisar: estructuras de suspensión o alineamiento, angulares, terminales, anclajes, transición aéreo-subterráneo y de retención.
- Análisis mecánico de las estructuras soporte como torres de acero y postes de concreto, en el primer tipo de soporte se definirá el árbol de cargas representado por los esfuerzos que actúan sobre la torre para que posteriormente se realice la fabricación de los mismos sobre dichos diagramas de carga. Por otro lado, para el caso de los postes de concreto que poseen diseños estándares según su norma

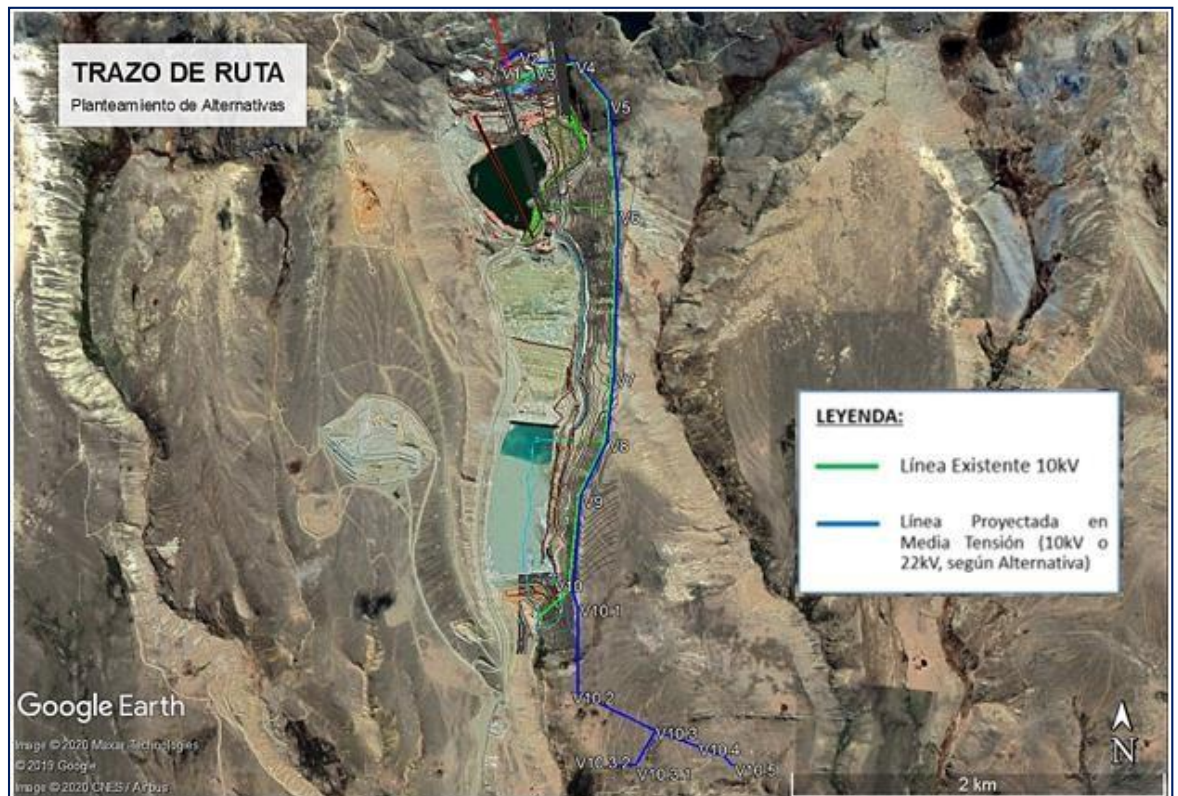
específica de fabricación (Norma NTP 339.027-2008, pp. 02-09), la evaluación mecánica es concluyente y finaliza en la óptima selección de la altura y carga de trabajo nominal de la estructura soporte.

- Diseño del SPAT para las estructuras de celosía y postes de concreto, mediante la adecuada selección de configuraciones de electrodos verticales y contrapesos horizontales a fin de obtener valores de resistencia que cumplan con lo estipulado en las normas nacionales e internacionales vigentes (CNE-Suministro 2011, pp.42-45).
- Finalmente se procede con la distribución de estructuras mediante el uso de software de diseño electromecánico, para ello se tiene en cuenta los diversos tipos de armados definidos, ya sea para torres de acero o postes de concreto, prestaciones máximas de cada una de las estructuras soporte (vano peso, vano viento y vano lateral máximo), perfil del terreno obtenido del levantamiento topográfico respectivo y las respectivas distancias de seguridad horizontales (hacia las edificaciones aledañas) y distancias de seguridad vertical hacia el terreno según los valores estipulados en la norma eléctrica vigente (CNE-Suministro 2011, pp.117-205).
- El diseño electromecánico hasta el paso anterior ha concluido, sin embargo, para reflejar los equipos, materiales, detalles y analizar la magnitud del proyecto con fines de tener todo listo para la siguiente etapa de ejecución de obra (construcción), se procede con la elaboración de los planos de diseño de la línea de transmisión y el metrado respectivo para la posterior adquisición de todo el suministro electromecánico.

### 2.3 PLANTEAMIENTO DE ALTERNATIVAS

La presente tesis **“Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno”**, contempla la evaluación de dos (02) alternativas para la ejecución del proyecto, cabe precisar que las alternativas son asociadas únicamente a la línea, ya que la ubicación del edificio de control y/o subestación proyectada ya está definida bajo condiciones y restricciones de ubicación cerca de la SE San Rafael 138/10kV, en ese sentido, las alternativas se señalan a continuación:

Figura N° 2 Trazo de Ruta de Alternativas



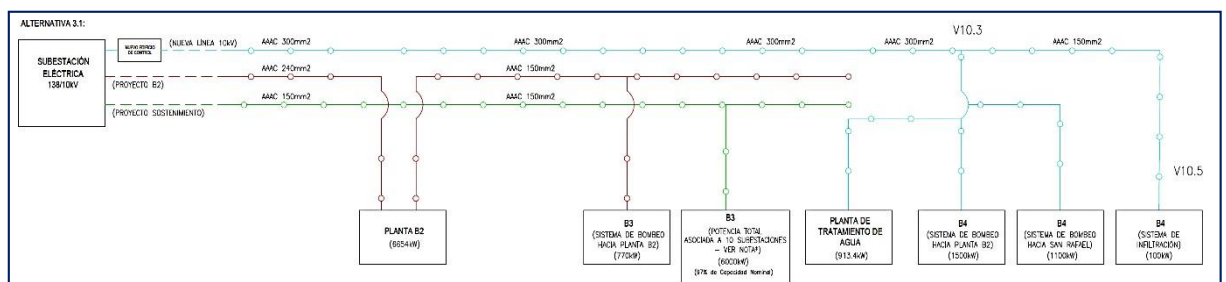
Fuente: Elaboración Propia

### 2.3.1 Alternativa N°01 – Línea 10KV

La Alternativa N° 01 consta de las siguientes intervenciones electromecánicas:

- Ampliación del Edificio de Control ubicado en la S.E. San Rafael, prevista con una (01) celda de acople 10kV y tres (03) celdas de salida 10kV.
- Línea nueva en 10kV-4.7km con conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC y torres de acero desde la salida de la SE San Rafael hasta el vértice de derivación (V-10.3 proyectado) para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua.
- Línea nueva en 10kV-1.1km con conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto desde el vértice 10.3 hasta el sistema de infiltración.

Figura N° 3 Esquema Eléctrico – Alternativa N° 01



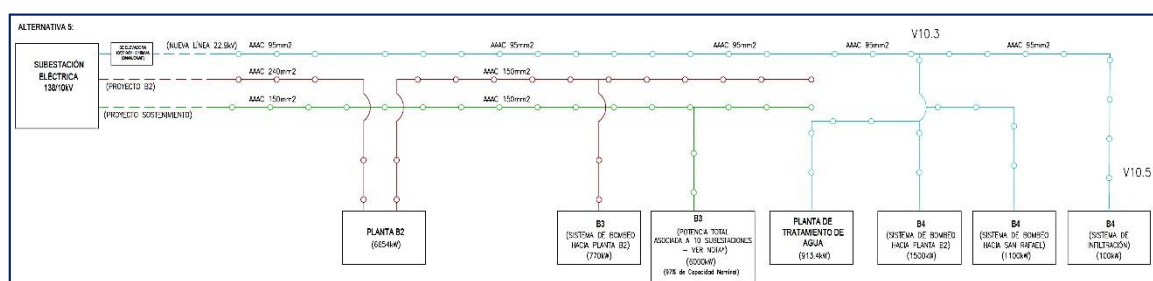
Fuente: Elaboración Propia

### 2.3.2 Alternativa N°02 – Línea 22.9kV

La Alternativa N°02 consta de las siguientes intervenciones electromecánicas:

- Subestación Elevadora 10/22.9kV-8/10MVA (ONAN/ONAF) aledaña a la S.E. San Rafael, prevista con una (01) celda de llegada en 10kV, un transformador de potencia 10/22.9kV-8/10MVA (ONAN/ONAF), una (01) celda de barra 22.9kV y tres (03) celdas de salida 22.9kV.
- Línea nueva en 22.9kV-5.6km con conductor 95mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto, para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua y el Sistema de Infiltraciones.

Figura N° 4 Esquema Eléctrico – Alternativa N° 02



Fuente: Elaboración Propia

## 2.4 ANÁLISIS TÉCNICO DE ALTERNATIVAS

### 2.4.1 Capacidad Térmica (Ampacidad)

La ampacidad de una línea eléctrica se calcula mediante balance térmico en la cual intervienen diversos factores como altitud, aspectos climatológicos, características propias del conductor desnudo y niveles de tensión, asimismo se representa mediante la siguiente expresión:

**Calor ganado = Calor Perdido**

$$P_J + P_{gIS} = P_C + P_{pIS}$$

$$I = \sqrt{\frac{P_C + P_{pIS} - P_{gIS}}{R}}$$

Los factores son:

- $P_J$  : Pérdidas por efecto Joule ( $I^2 \times R$ )
- $P_{gIS}$  : Calor ganado debido a la radiación solar
- $P_C$  : Potencia calorífica disipada por convección
- $P_{pIS}$  : Potencia calorífica disipada por radiación emitida por el conductor

➤ R : Resistencia eléctrica

Se verificó la capacidad térmica de la línea mediante el Software PLS-CADD el cual toma como referencia el método IEEE Std 738-2006 “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature-Relationship of Bare Overhead Conductors”, bajo condiciones ambientales específicas según la zona del proyecto, como la temperatura ambiente promedio, la altura o cota de la instalación (m.s.n.m) y la velocidad del viento, ésta última recomendada en 0.61 m/s según lo estipulado en la norma IEEE Std 738-2006. Asimismo, se debe tener en cuenta parámetros del conductor desnudo en evaluación y para la determinación de la máxima ampacidad de la línea, se debe respetar los 75°C como límite térmico de deformación del conductor de aluminio, de acuerdo a las recomendaciones indicadas en el “Aluminum Electrical Conductor Handbook”.

El siguiente cuadro de resumen muestra la corriente I (A) y potencia P (MVA) para las potencias de operación:

**Cuadro N° 1 Ampacidad de Conductores Desnudos**

Ítem	Descripción	Potencia (MVA)
1	Conductor 150 mm <sup>2</sup> AAAC (10kV)	7
2	Conductor 300 mm <sup>2</sup> AAAC (10kV)	10
3	Conductor 95 mm <sup>2</sup> AAAC (22.9kV)	10

**Fuente:** Elaboración Propia

#### **2.4.2 Análisis de Flujo de Carga – Alternativa N°01**

Esta alternativa consiste en la implementación de un nuevo alimentador en 10kV con tramos de red de media tensión de 300mm<sup>2</sup> AAAC para la troncal principal y 150mm<sup>2</sup> AAAC al final de la línea, cabe indicar que se seleccionaron los calibres de los conductores con el criterio de evitar todo tipo de compensación reactiva a fin de mantener la cargabilidad de las líneas eléctricas por debajo del 80%.

Cabe precisar que, si bien el objetivo es el diseño electromecánico de una nueva línea eléctrica, el desarrollo integral del proyecto contempla de manera complementaria a un ingeniero civil para el diseño de fundaciones o cimentaciones. Asimismo, se han desarrollado estudios especializados de protecciones y análisis de flujo de carga, considerando los diversos escenarios del periodo de proyección de vida útil del proyecto.

En ese sentido, en la presente tesis solamente se refleja los resultados extraídos del análisis de flujo de carga y sobre todo las pérdidas de potencia en un horizonte de 10



años que servirán como data de entrada en la evaluación financiera (costo de pérdidas anuales). A continuación, se detalla los resultados:

- **Tensión en las barras:** Las tensiones en las barras principales se encuentran dentro de los límites permisibles  $\pm 5\%$ .
- **Cargabilidad de las redes de media tensión:** Se observa que no existe sobrecarga en las redes de media tensión y la cargabilidad máxima de las redes de media tensión del proyecto transporte de relaves B4 es 38.46%, asimismo se observa que la cargabilidad se mantiene en el horizonte de los 10 años ya que la carga es constante.
- **Pérdidas de Potencia:** Se observa que la carga es constante en el horizonte de los 10 años y por ello las pérdidas son las mismas en dicho horizonte de estudio. En la presente alternativa, la pérdida de potencia en las redes de media tensión es de 90kW.

Cuadro N° 2 Pérdidas de Potencia – Alternativa N°01

	Perdidas de potencia (MW)										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Demanda	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036	3.7036
Pérdidas	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902	0.0902

Fuente: Elaboración Propia

### 2.4.3 Análisis de Flujo de Carga – Alternativa N°02

La Alternativa N°02 consiste en la creación de una nueva bahía en la barra de 10KV en la cual se instalará un transformador elevador de 10/22.9kV y una línea eléctrica en 22.9KV, logrando optimizar el calibre del conductor a 95mm<sup>2</sup> en toda la red.

Se realizó un análisis de flujo de carga en un horizonte de 10 años cuyos resultados de muestran a continuación:

- **Tensión en las barras:** Las tensiones en las barras principales se encuentran dentro de los límites permisibles  $\pm 5\%$ .
- **Cargabilidad de las redes de media tensión:** Del resultado de flujo de carga se observa que con esta alternativa no se presentan sobrecargas en las redes de media tensión en el horizonte de 10 años y que la cargabilidad máxima que se obtiene es de 34.32%.
- **Pérdidas de Potencia:** Del resultado de flujo de carga se observa que la carga es constante en el horizonte de los 10 años y por ende las pérdidas son las mismas en dicho horizonte de estudio. En la presente alternativa, la pérdida de potencia en las redes de media tensión es de 53kW.

Cuadro N° 3 Pérdidas de Potencia – Alternativa N°02

	Perdidas de potencia (MW)										
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030
	AÑO 0	AÑO 1	AÑO 2	AÑO 3	AÑO 4	AÑO 5	AÑO 6	AÑO 7	AÑO 8	AÑO 9	AÑO 10
Demanda	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666	3.666
Pérdidas	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053	0.053

Fuente: Elaboración Propia

## 2.5 EVALUACIÓN ECONÓMICA Y FINANCIERA DE ALTERNATIVAS

### 2.5.1 Estimación de Costo de Inversión de Alternativa N°01

Respecto a la Evaluación Económica de las Alternativas, se muestra el CAPEX (gasto en capital o inversión total en bienes a fin de generar beneficios para una compañía) disgregado para la Alternativa N° 01 en base a porcentajes típicos de obra y/o costos de suministro de referencia:

**Cuadro N° 4 Costo de Suministro Electromecánico – Alternativa N°01**

Línea 10kV-5.6km c/ Torres de Acero (300mm2AAAC)-Vano 180m y Postes CAC (150mm2)-Vano 120m

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$)	Total (US\$)
1	POSTE DE CONCRETO DE 15 m/400 daN (INCLUYE PERILLA)	und	10.00	648.97	6,489.68
2	TORRES DE ACERO DE 15m	und	30.00	4,345.00	130,350.00
3	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 150 mm2	km	2.97	1,589.97	4,722.21
4	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 300 mm2	km	15.51	3,179.94	49,320.88
5	CABLE DE GUARDA OPGW , 24HILOS, 14.5mmØ	km	6.16	3,893.81	23,985.84
6	FERRETERIA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, PUESTA A TIERRA Y ACCESORIOS	global	1.00	29,203.54	29,203.54
<b>TOTAL SUMINISTRO DE LA LÍNEA 22.9KV</b>					<b>244,072.15</b>

Edificio de Control (Celdas MT)

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$)	Total (US\$)
1	Celda de Barra 10kV	und	1.00	60,000.00	60,000.00
2	Celda de SSAA	und	1.00	35,000.00	35,000.00
3	Celda de Salida de Línea 10kV + 2 Celdas de Reserva 10kV	und	3.00	60,000.00	180,000.00
4	Sist.Telecomunicaciones, Equipos SSAA, Cables de control y energía	global	1.00	30,000.00	30,000.00
5	Sistema de Puesta a Tierra	global	1.00	6,000.00	6,000.00
<b>TOTAL SUMINISTRO DEL EDIFICIO DE CONTROL</b>					<b>311,000.00</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 5 Resumen del CAPEX – Alternativa N°01**

Item	Descripción	Línea 10kV Monto (US\$)	Edif.Control Monto (US\$)	Total Monto (US\$)
A	Suministro de Materiales	244,072.15	311,000.00	555,072.15
B	Montaje Electromecánico	292,886.58	124,400.00	417,286.58
C	Obras Civiles	-	93,300.00	93,300.00
D	Transporte de Materiales (15%)	36,610.82	46,650.00	83,260.82
E	Gastos Generales + Utilidades (55%)	315,463.26	316,442.50	631,905.76
F	<b>Costo Directo (CD)</b>	<b>889,032.82</b>	<b>891,792.50</b>	<b>1,780,825.32</b>
G	Ingeniería (3.3% CD)	29,338.08	29,429.15	58,767.24
H	Gestión de Procura (1.2% CD)	10,668.39	10,701.51	21,369.90
I	Supervisión de Obra (16.5% CD)	146,690.42	147,145.76	293,836.18
J	Comisionamiento y Arranque (2.2% CD)	19,558.72	19,619.44	39,178.16
K	Transportes y Seguros (3.0%)	26,670.98	26,753.78	53,424.76
L	Costo de Propietario (8%)	71,122.63	71,343.40	142,466.03
M	<b>Costos Indirectos (CI)</b>	<b>304,049.22</b>	<b>304,993.04</b>	<b>609,042.26</b>
N	<b>Sub Total (CD + CI)</b>	<b>1,193,082.04</b>	<b>1,196,785.54</b>	<b>2,389,867.58</b>
O	Contingencias [35% (CD+CI)]	417,578.71	418,874.94	836,453.65
P	<b>Costo Total (US\$)</b>	<b>1,610,660.76</b>	<b>1,615,660.47</b>	<b>3,226,321.23</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Nota:** El Montaje Electromecánico de la Línea 10kV, también contempla las actividades y/o costos de mano de obra asociado a obras civiles, representando un 120% del Costo de Suministro de Materiales.

## 2.5.2 Estimación de Costo de Inversión de Alternativa N°01

Respecto a la Evaluación Económica de las Alternativas, se muestra el CAPEX disgregado para la Alternativa N° 02 en base a porcentajes típicos de obra y/o costos de suministro de referencia:

**Cuadro N° 6 Costo de Suministro Electromecánico – Alternativa N°02**

Línea 22.9kV-5.6km c/ conductor 95mm<sup>2</sup> y Postes CAC, Vano 150m

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$)	Total (US\$)
1	POSTE DE CONCRETO DE 15 m/400 daN (INCLUYE PERILLA)	und	48.00	648.97	31,150.44
2	CONDUCTOR DE ALEACION DE ALUMINIO DE 95 mm <sup>2</sup>	km	18.48	1,362.83	25,185.13
3	CABLE DE GUARDA OPGW , 24HILOS, 14.5mm $\varnothing$	km	6.16	3,893.81	23,985.84
4	FERRETERIA, EQUIPOS DE PROTECCIÓN, PUESTA A TIERRA, RETENIDAS Y ACCESORIOS	global	1.00	48,672.57	48,672.57
<b>TOTAL SUMINISTRO DE LA LÍNEA 22.9KV</b>					<b>128,993.98</b>

SE Elevadora 10/22.9kV-8/10 MVA (ONAN/ONAF)

Item	Descripción	Unidad	Cantidad	Costo (US\$)	Total (US\$)
1	Transf. Potencia 10/22.9kV-8/10 MVA (ONAN/ONAF)	und	1.00	250,000.00	250,000.00
2	Celda de Transformación Lado 10kV	und	1.00	60,000.00	60,000.00
3	Celda de Transformación Lado 22.9kV	und	1.00	90,000.00	90,000.00
4	Celda de SSAA	und	1.00	35,000.00	35,000.00
5	Celda de Salida de Línea 22.9kV + 2 Celdas de Reserva 22.9kV	und	3.00	90,000.00	270,000.00
6	Sist.Telecomunicaciones, Equipos SSAA, Cables de control y energía	global	1.00	73,746.31	73,746.31
7	Sistema de Puesta a Tierra	global	1.00	10,324.48	10,324.48
<b>TOTAL SUMINISTRO DE LA SUBESTACIÓN</b>					<b>789,070.80</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 7 Resumen del CAPEX – Alternativa N°02**

Item	Descripción	Línea 22.9kV Monto (US\$)	SE 10/22.9kV Monto (US\$)	Total Monto (US\$)
A	Suministro de Materiales	128,993.98	789,070.80	918,064.78
B	Montaje Electromecánico	154,792.78	315,628.32	470,421.10
C	Obras Civiles	-	394,535.40	394,535.40
D	Transporte de Materiales (15%)	19,349.10	118,360.62	137,709.72
E	Gastos Generales + Utilidades (55%)	166,724.72	889,677.32	1,056,402.05
F	<b>Costo Directo (CD)</b>	<b>469,860.58</b>	<b>2,507,272.46</b>	<b>2,977,133.04</b>
G	Ingeniería (3.3% CD)	15,505.40	82,739.99	98,245.39
H	Gestión de Procura (1.2% CD)	5,638.33	30,087.27	35,725.60
I	Supervisión de Obra (16.5% CD)	77,527.00	413,699.96	491,226.95
J	Comisionamiento y Arranque (2.2% CD)	10,336.93	55,159.99	65,496.93
K	Transportes y Seguros (3.0%)	14,095.82	75,218.17	89,313.99
L	Costo de Propietario (8%)	37,588.85	200,581.80	238,170.64
M	<b>Costos Indirectos (CI)</b>	<b>160,692.32</b>	<b>857,487.18</b>	<b>1,018,179.50</b>
N	<b>Sub Total (CD + CI)</b>	<b>630,552.90</b>	<b>3,364,759.64</b>	<b>3,995,312.53</b>
O	Contingencias [35% (CD+CI)]	220,693.51	1,177,665.87	1,398,359.39
P	<b>Costo Total (US\$)</b>	<b>851,246.41</b>	<b>4,542,425.51</b>	<b>5,393,671.92</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Nota:** El Montaje Electromecánico de la Línea 10kV, también contempla las actividades y/o costos de mano de obra asociado a obras civiles, representando un 120% del Costo de Suministro de Materiales.

### 2.5.3 Evaluación Financiera

Respecto a la Evaluación Financiera, se muestra los resultados del flujo de inversión de ambas Alternativas, teniendo en cuenta los CAPEX, compra de energía y costo de pérdidas y contemplar una tasa de descuento de 10%. A continuación, se muestran los resultados:

**Cuadro N° 8 Resumen del NPC – Alternativa N°01**

Rubro	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030
<b>A Costo Total del Proyecto - US\$</b>	<b>3,226,321</b>										
a1 Costo Directo de la Línea 10kV - US\$	889,033										
a2 Costo Directo del Edificio de Control - US\$	891,793										
<b>B Costos de Oper y Man con Proyecto - US\$</b>											
b1.1 Costos de operación y mantenimiento Línea - US\$ (5% CD)		44,452	44,452	44,452	44,452	44,452	44,452	44,452	44,452	44,452	44,452
b1.2 Costos de operación y mantenimiento SE - US\$ (3% CD)		26,754	26,754	26,754	26,754	26,754	222,948	26,754	26,754	26,754	26,754
b2 Costos de Pérdidas - US\$		23,811	23,811	23,811	23,811	23,811	23,811	23,811	23,811	23,811	23,811
Total MWh	MWh	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95	425.95
b3 Compra de Energía y Potencia - US\$		1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754
Total - MWh	MWh	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820
<b>C Total Costos (US\$)</b>	<b>3,226,321</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,510,964</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>	<b>1,314,770</b>
<b>Resultados</b>											
Tasa de Descuento %	10%										
VAN (10%) - US\$	11,415,759.29										

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 9 Resumen del NPC – Alternativa N°02**

Rubro	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
	2,020	2,021	2,022	2,023	2,024	2,025	2,026	2,027	2,028	2,029	2,030
<b>A Costo Directo del Proyecto - US\$</b>	<b>5,393,672</b>										
a1 Costo Directo de la Línea 22.9kV - US\$	469,861										
a2 Costo Directo de la Subestación - US\$	2,507,272										
<b>B Costos de Oper y Man con Proyecto - US\$</b>											
b1.1 Costos de operación y mantenimiento Línea - US\$ (5% CD)		23,493	23,493	23,493	23,493	23,493	23,493	23,493	23,493	23,493	23,493
b1.2 Costos de operación y mantenimiento SE - US\$ (3% CD)		75,218	75,218	75,218	75,218	75,218	626,818	75,218	75,218	75,218	75,218
b2 Costos de Pérdidas - US\$		13,228	13,228	13,228	13,228	13,228	13,228	13,228	13,228	13,228	13,228
Total MWh	MWh	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64	236.64
b3 Compra de Energía y Potencia - US\$		1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754	1,219,754
Total - MWh	MWh	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820	21,820
<b>C Total Costos US\$</b>	<b>5,393,672</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,883,293</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>	<b>1,331,693</b>
<b>Resultados</b>											
Tasa de Descuento %	10%										
VAN (10%) - US\$	13,887,713.68										

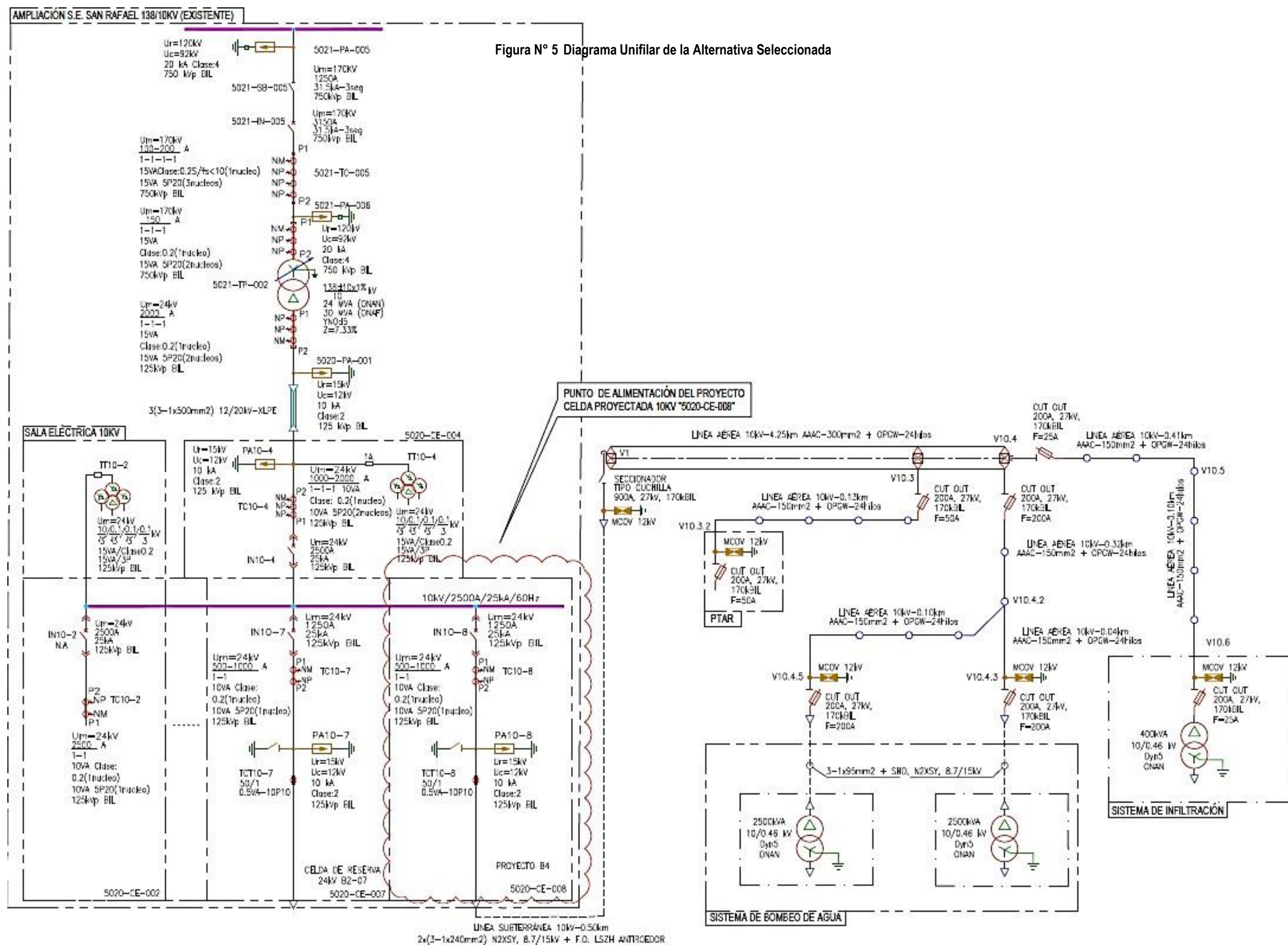
Fuente: Elaboración Propia

En base a los resultados asociados a la evaluación técnica – económica detallada líneas arriba, se concluye que la Alternativa N°01 presenta mejores indicadores y cumpliendo con las especificaciones técnicas necesarias para un buen funcionamiento del sistema eléctrico, en ese sentido, la presente tesis “Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno” comprende la construcción de:

- Ampliación del Edificio de Control ubicado en la S.E. San Rafael, prevista con una (01) celda de barra 10kV y tres (03) celdas de salida 10kV.
- Línea nueva en 10kV-4.7km con conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC y torres de acero desde la salida de la SE San Rafael hasta el vértice de derivación (V-10.3 proyectado) para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua.
- Línea nueva en 10kV-1.1km con conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto desde el vértice 10.3 hasta el sistema de infiltración.

A continuación, se muestra el diagrama unifilar de la Alternativa Seleccionada (Alternativa N°01) y sobre la cual se desarrollará la ingeniería de diseño de la presente tesis:





### **3 CAPÍTULO III: DISEÑO DE LA LÍNEA 10KV**

#### **3.1 ASPECTOS GENERALES**

##### **3.1.1 Ubicación Geográfica**

El proyecto asociado al presente tema de tesis “Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno”, se encuentra ubicada en la cordillera oriental del sur del Perú, distrito de Antauta, provincia de Melgar, Región Puno.

##### **3.1.2 Condiciones Ambientales**

Las características del área de influencia de acuerdo a la información de las estaciones meteorológicas del SENAMHI: Crucero (4183 msnm), Macusani (4345 msnm), Azángaro (3863 msnm), Putina (3878 msnm) y Ananea (4660 msnm), son las siguientes:

- Temperatura mín./máx./prom. : -7 °C / 20 °C / 5 °C
- Precipitación promedio anual : 544 mm
- Humedad Relativa : 46-83%
- Presencia de hielo : Si
- Velocidad del Viento (CNE-S) : 113km/h (Área 2) y 120km/h (Área 3)
- Polución Ambiental : media
- Altitud máxima : 4651 m.s.n.m.

A continuación, se muestra la información de las estaciones meteorológicas del SENAMHI:

- Estación Crucero (4183 m.s.n.m.)
- Estación Macusani (4345 m.s.n.m.)
- Estación Azángaro (3863 m.s.n.m.)
- Estación Putina (3878 m.s.n.m.)
- Estación Ananea (4660 m.s.n.m.)



Figura N° 6 Estación Meteorológica Crucero



Anexo N°1: Datos del Senamhi - Estacion CRUCERO  
 Información de Viento Máximo y Temperaturas Máxima y Mínima  
 Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Senamhi

Estación :	CRUCERO	Dpto. :	Puno	Latitud	14° 21' 51.1"
Código :	114058	Prov. :	Carabaya	Longitud	70° 1' 33.3"
Tipo :	Automática, Meteorológica	Dist. :	Crucero	Altitud	4183 msnm

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min(°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom(mm/día)
Ene-17	6.35	16.20	-3.50	71.39	2.34
Feb-17	7.00	17.60	-3.60	72.61	1.98
Mar-17	5.40	16.50	-5.70	75.70	3.08
Abr-17	5.05	16.40	-6.30	72.65	1.98
May-17	5.50	16.50	-5.50	71.01	0.48
Jun-17	4.30	16.30	-7.70	70.20	0.00
Jul-17	0.85	18.30	-16.60	60.88	0.09
Ago-17	1.60	17.70	-14.50	62.10	0.01
Set-17	3.60	17.50	-10.30	66.43	0.84
Oct-17	3.35	17.10	-10.40	65.34	1.24
Nov-17	6.30	18.30	-5.70	65.71	1.15
Dic-17	6.20	17.60	-5.20	66.82	2.41
Ene-18	7.80	16.80	-1.20	71.75	3.81
Feb-18	7.95	17.50	-1.60	75.71	4.22
Mar-18	6.95	16.60	-2.70	75.60	4.69
Abr-18	5.15	17.00	-6.70	68.31	0.49
May-18	2.20	17.00	-12.60	67.85	0.11
Jun-18	2.40	16.50	-11.70	65.67	0.36
Jul-18	1.20	16.00	-13.60	66.46	0.86
Ago-18	3.40	15.70	-8.90	66.82	0.34
Set-18	1.50	16.50	-13.50	67.69	0.22
Oct-18	4.85	15.90	-6.20	71.38	1.86
Nov-18	6.70	16.90	-3.50	72.37	1.63
Dic-18	5.15	17.60	-7.30	69.33	1.53
Ene-19	6.85	16.30	-2.60	72.91	2.86
Feb-19	7.95	15.90	0.00	73.71	4.30
Mar-19	7.45	16.90	-2.00	74.16	3.61
Abr-19	5.40	16.50	-5.70	72.13	1.67
May-19	4.05	16.60	-8.50	69.18	1.19
Jun-19	1.05	16.00	-13.90	69.37	0.29
Jul-19	0.05	15.80	-15.70	68.16	0.21
Ago-19	1.50	16.70	-13.70	70.78	0.00
Set-19	3.20	16.90	-10.50	71.52	0.00
Oct-19	4.75	16.90	-7.40	70.69	1.45
Nov-19	7.00	16.90	-2.90	72.57	3.30
Dic-19	8.40	16.50	0.30	73.68	2.79
Ene-20	8.30	15.40	1.20	77.30	4.40

Fuente: [https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/\\_dat\\_esta\\_tipo.php?estaciones=112192](https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/_dat_esta_tipo.php?estaciones=112192)

#### Resumen:

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min(°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom(mm/día)
2017	4.63	17.17	-7.92	68.40	1.30
2018	4.60	16.67	-7.46	69.91	1.68
2019	4.80	16.49	-6.88	71.57	1.81
2020	8.30	15.40	1.20	77.30	4.40
Promedio	5.58	16.43	-5.26	71.80	2.30

**Fuente:** Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI)

**Figura N° 7 Estación Meteorológica Macusani**



**Anexo N°1: Datos del Senamhi - Estacion MACUSANI**  
**Información de Viento Máximo y Temperaturas Máxima y Mínima**  
 Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Senamhi

Estación :	MACUSANI	Dpto. : Puno	Latitud	14° 4' 12"
Código :	114039	Prov. : Carabaya	Longitud	70° 26' 20.7"
Tipo :	Automática, Meteorológica	Dist. : Macusani	Altitud	4345 msnm

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min(°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom(mm/día)
Ene-17	5.60	13.60	-2.40	82.06	3.77
Feb-17	6.30	14.60	-2.00	81.96	3.43
Mar-17	5.70	13.00	-1.60	82.53	2.94
Abr-17	5.70	14.40	-3.00	82.24	2.37
May-17	5.10	15.20	-5.00	81.40	0.98
Jun-17	3.20	12.80	-6.40	80.51	0.00
Jul-17	2.00	16.00	-12.00	76.86	0.05
Ago-17	2.30	16.40	-11.80	77.61	0.11
Set-17	3.50	15.40	-8.40	80.70	0.97
Oct-17	3.10	16.20	-10.00	79.87	1.91
Nov-17	5.80	17.00	-5.40	81.13	1.98
Dic-17	6.10	15.60	-3.40	81.61	2.82
Ene-18	5.30	13.60	-3.00	82.10	4.42
Feb-18	6.20	14.40	-2.00	82.70	4.58
Mar-18	5.20	14.00	-3.60	82.11	5.44
Abr-18	4.00	15.00	-7.00	81.50	0.32
May-18	1.90	14.40	-10.60	79.61	0.26
Jun-18	1.10	12.80	-10.60	79.54	1.03
Jul-18	1.70	14.40	-11.00	78.70	1.19
Ago-18	2.70	13.40	-8.00	78.74	0.32
Set-18	2.00	15.00	-11.00	79.13	0.90
Oct-18	5.00	15.00	-5.00	80.94	2.85
Nov-18	7.70	16.80	-1.40	81.51	3.03
Dic-18	5.50	16.40	-5.40	81.36	2.39
Ene-19	6.60	14.60	-1.40	81.63	4.85
Feb-19	6.60	13.60	-0.40	82.13	4.16
Mar-19	6.00	14.40	-2.40	81.80	3.73
Abr-19	5.00	14.00	-4.00	81.58	2.00
May-19	4.10	15.20	-7.00	80.41	1.00
Jun-19	0.90	13.80	-12.00	78.91	0.05
Jul-19	2.40	16.80	-12.00	78.38	0.02
Ago-19	0.30	14.60	-14.00	77.45	0.00
Set-19	3.60	16.60	-9.40	79.19	0.38
Oct-19	2.80	16.00	-10.40	80.29	1.09
Nov-19	5.50	16.00	-5.00	80.95	3.68
Dic-19	6.20	14.40	-2.00	80.76	6.53
Ene-20	7.40	14.40	0.40	82.16	6.43

Fuente: [https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/\\_dat\\_esta\\_tipo.php?estaciones=112192](https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/_dat_esta_tipo.php?estaciones=112192)

Resumen:

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min(°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom(mm/día)
2017	4.53	15.02	-5.95	80.71	1.78
2018	4.03	14.60	-6.55	80.66	2.23
2019	4.17	15.00	-6.67	80.29	2.29
2020	7.40	14.40	0.40	82.16	6.43
Promedio	5.03	14.75	-4.69	80.95	3.18

**Fuente:** Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI)

Figura N° 8 Estación Meteorológica Azángaro



Anexo N°1: Datos del Senamhi - Estacion AZANGARO  
 Información de Viento Máximo y Temperaturas Máxima y Mínima  
 Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Senamhi

Estación : AZANGARO  
 Código : 114041  
 Tipo : Automática, Meteorológica

Dpto. : Puno  
 Prov. : Juliaca  
 Dist. : Azangaro

Latitud : 14° 54' 51.7"  
 Longitud : 70° 11' 26.7"  
 Altitud : 3863 msnm

Mes/año	Temp-prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Vel-Max (m/s)
Ene-15	9.7	17.8	1.6	6.0
Feb-15	9.7	18.8	0.6	10.0
Mar-15	8.8	18.4	-0.8	0.0
Abr-15	8.4	17.4	-0.6	0.0
May-15	5.9	17.8	-6.0	8.0
Jun-15	5.1	19.2	-9.0	0.0
Jul-15	5.0	19.4	-9.4	20.0
Ago-15	4.5	19.4	-10.4	0.0
Set-15	9.4	22.2	-3.4	0.0
Oct-15	8.6	22.0	-4.8	0.0
Nov-15	11.1	22.0	0.2	0.0
Dic-15	10.3	20.4	0.2	0.0
Ene-16	13.1	21.2	4.9	3.8

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom (mm/día)
Ene-17	10.00	19.00	1.00	70.98	3.02
Feb-17	11.80	22.00	1.60	67.07	1.48
Mar-17	9.90	18.00	1.80	72.67	3.81
Abr-17	8.70	18.40	-1.00	70.65	1.18
May-17	8.20	18.60	-2.20	67.35	1.27
Jun-17	7.80	16.80	-1.20	61.67	0.07
Jul-17	6.60	19.60	-6.40	53.97	0.24
Ago-17	6.50	20.20	-7.20	56.64	0.00
Set-17	9.30	20.80	-2.20	64.68	2.20
Oct-17	7.50	20.80	-5.80	57.17	1.08
Nov-17	11.10	22.40	-0.20	56.80	0.87
Dic-17	10.90	21.00	0.80	63.09	1.39
Ene-18	11.20	20.20	2.20	70.07	3.39
Feb-18	10.80	18.40	3.20	72.49	3.66
Mar-18	9.50	18.20	0.80	73.89	4.82
Abr-18	7.60	18.40	-3.20	68.18	0.81
May-18	5.70	18.40	-7.00	62.47	0.20
Jun-18	5.70	18.00	-6.60	63.62	0.87
Jul-18	5.60	18.40	-7.20	62.84	0.71
Ago-18	6.30	18.60	-6.00	61.31	0.24
Set-18	6.90	20.80	-7.00	54.22	0.15
Oct-18	10.70	21.60	-0.20	66.93	2.20
Nov-18	12.30	21.80	2.80	63.70	2.45
Dic-18	9.80	21.80	-2.20	61.85	2.22
Ene-19	11.00	19.80	2.20	67.61	3.51
Feb-19	11.10	19.00	3.20	73.46	2.55
Mar-19	11.00	19.80	2.20	71.93	3.60
Abr-19	9.80	19.40	0.20	69.94	2.06
May-19	8.20	19.20	-2.80	64.54	0.64
Jun-19	5.70	19.20	-7.80	60.99	0.00
Jul-19	5.40	20.60	-9.80	56.14	0.01
Ago-19	6.20	19.80	-7.40	53.28	0.00
Set-19	8.90	22.00	-4.20	56.37	0.11
Oct-19	8.60	21.20	-4.00	59.11	2.10
Nov-19	10.90	21.20	0.60	84.10	26.70
Dic-19	11.50	20.40	2.60	68.62	3.23
Ene-20	11.30	18.80	3.80	74.37	9.21

Fuente: [https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/\\_dat\\_esta\\_tipo.php?estaciones=112192](https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/_dat_esta_tipo.php?estaciones=112192)

Resumen:						
Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitacion-Prom (mm/día)	Vel-Max (m/s)
2015	8.04	19.57	-3.48			3.67
2016	13.05	21.20	4.90			3.84
2017	9.03	19.80	-1.75	63.56	1.38	
2018	8.51	19.55	-2.53	65.13	1.81	
2019	9.03	20.13	-2.08	65.51	3.71	
2020	11.30	18.80	3.80	74.37	9.21	
Promedio	9.83	19.84	-0.19	67.14	4.03	3.75

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI)



Figura N° 9 Estación Meteorológica Putina



Anexo N°1: Datos del Senamhi - Estación PUTINA  
 Información de Viento Máximo y Temperaturas Máxima y Mínima  
 Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Senamhi

Estación : PUTINA  
 Código : 114093  
 Tipo : Automática, Meteorológica

Dpto. : Puno  
 Prov. : San Antonio de Putina  
 Dist. : Putina

Latitud : 14° 54' 53.6"  
 Longitud : 69° 52' 4.9"  
 Altitud : 3878 msnm

Mes/año	Temp-prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Vel- Max (m/s)
Ene-15	8.45	17.40	-0.50	0.00
Feb-15	9.70	18.40	1.00	0.00
Mar-15	8.90	18.80	-1.00	0.00
Abr-15	8.95	17.4	0.5	0.0
May-15	6.90	18.80	-5.00	0.00
Jun-15	5.25	19.00	-8.50	0.00
Jul-15	5.05	20.60	-10.50	0.00
Ago-15	4.70	19.60	-10.20	0.00
Set-15	8.40	21.60	-4.80	0.00
Oct-15	8.90	22.80	-5.00	0.00
Nov-15				
Dic-15	10.65	21.00	0.30	0.00
Ene-16	9.35	21.20	-2.50	0.00

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitación-Prom (mm/día)
Ene-17	10.15	19.80	0.50	82.36	4.24
Feb-17	10.90	21.00	0.80	78.47	2.15
Mar-17	8.70	18.40	-1.00	83.52	3.14
Abr-17	7.85	18.20	-2.50	80.24	2.98
May-17	8.00	19.00	-3.00	78.72	0.82
Jun-17	7.55	18.40	-3.30	66.27	0.00
Jul-17	5.50	20.00	-9.00	67.93	0.16
Ago-17	5.35	20.40	-9.70	63.46	0.00
Set-17	8.20	21.40	-5.00	72.76	2.26
Oct-17	6.95	21.20	-7.30	70.29	2.33
Nov-17	10.70	23.40	-2.00	69.55	0.72
Dic-17	9.80	20.20	-0.60	77.62	3.21
Ene-18	9.95	19.40	0.50	82.44	2.38
Feb-18	10.65	19.80	1.50	84.76	5.06
Mar-18	9.90	18.60	1.20	83.64	3.83
Abr-18	6.60	18.40	-4.80	76.78	1.28
May-18	5.20	18.60	-8.20	71.87	0.03
Jun-18	5.90	18.80	-7.00	71.15	1.04
Jul-18	4.60	19.20	-10.00	70.69	0.62
Ago-18	6.10	19.40	-7.20	70.30	0.69
Set-18	5.95	20.40	-8.50	63.44	0.25
Oct-18	9.10	21.40	-3.20	76.82	4.16
Nov-18	10.90	21.80	0.00	75.51	3.01
Dic-18	8.30	21.80	-5.20	79.80	2.72
Ene-19	9.60	17.20	2.00	93.20	3.00
Feb-19					
Mar-19	10.15	19.80	0.50	85.45	-34.87
Abr-19	9.05	20.40	-2.30	82.10	2.52
May-19	7.45	20.40	-5.50	77.07	0.25
Jun-19	5.15	20.80	-10.50	77.94	0.03
Jul-19	5.60	22.20	-11.00	77.72	0.05
Ago-19	6.10	22.00	-9.80	72.57	0.00
Set-19	7.30	22.80	-8.20	70.09	0.21
Oct-19	8.35	22.20	-5.50	73.49	2.18
Nov-19	9.70	21.40	-2.00	78.04	2.24
Dic-19	11.00	21.00	1.00	83.04	2.75
Ene-20	10.85	18.40	3.30	87.78	6.30

Fuente: [https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/\\_dat\\_esta\\_tipo.php?estaciones=112192](https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/_dat_esta_tipo.php?estaciones=112192)

Resumen:

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitación-Prom (mm/día)	Vel- Max (m/s)
2015	7.80	19.58	-3.97			0.00
2016	9.35	21.20	-2.50			0.00
2017	8.30	20.12	-3.51	74.26	1.83	
2018	7.78	19.80	-4.24	75.60	2.09	
2019	8.13	20.93	-4.66	79.15	-1.97	
2020	10.85	18.40	3.30	87.78	6.30	
Promedio	8.70	20.00	-2.60	79.20	2.06	0.00

Fuente: Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI)

**Figura N° 10 Estación Meteorológica Ananea**



Anexo N°1: Datos del Senamhi - Estación ANANEA  
Información de Viento Máximo y Temperaturas Máxima y Mínima  
Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología - Senamhi

Estación : ANANEA  
Codigo : 114050  
Tipo : Automática, Meteorológica

Dpto. : Puno  
Prov. : San Antonio de Putina  
Dist. : Ananea

Latitud : 14° 40' 43.4"  
Longitud : 69° 32' 4.3"  
Altitud : 4980 msnm

Mes/año	Temp-prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Vel-Max (m/s)
Ene-13	4.15	11.50	-3.20	8.00
Feb-13	4.00	12.50	-4.50	4.00
Mar-13	4.50	13.00	-4.00	4.00
Abr-13	3.85	13.20	-5.50	8.00
May-13	4.25	13.50	-5.00	8.00
Jun-13	3.50	13.00	-6.00	8.00
Jul-13	3.15	11.50	-5.20	8.00
Ago-13	3.75	14.50	-7.00	8.00
Sep-13	3.45	13.40	-6.50	8.00
Oct-13	4.80	14.80	-5.00	8.00
Nov-13	5.25	14.50	-4.00	8.00
Dic-13	5.05	13.50	-3.40	8.00
Ene-14	4.60	12.20	-3.00	0.00
Feb-14	5.80	14.00	-2.40	0.00
Mar-14	4.35	14.20	-5.50	8.00
Abr-14	5.00	13.00	-3.00	7.00
May-14	3.55	12.80	-5.50	8.00
Jun-14	4.25	14.00	-5.50	8.00
Jul-14	3.65	12.50	-5.20	8.00
Ago-14	3.50	12.50	-5.50	8.00
Sep-14	3.90	11.80	-4.00	8.00
Oct-14	4.10	12.80	-4.80	8.00
Nov-14	6.10	15.00	-2.80	8.00
Dic-14	0.00	0.00	0.00	0.00
Ene-15	4.60	11.80	-2.40	0.00
Feb-15	4.80	12.80	-3.20	0.00
Mar-15	4.45	12.40	-3.50	0.00
Abr-15	4.40	12.20	-3.40	0.00
May-15	4.50	12.80	-3.80	0.00
Jun-15	4.65	13.50	-4.20	0.00
Jul-15	-0.50	13.00	-14.00	0.00
Ago-15	3.85	14.20	-6.50	0.00
Sep-15	4.75	14.00	-4.50	0.00
Oct-15	5.80	15.80	-4.20	0.00
Nov-15	6.10	15.70	-3.50	0.00
Dic-15	4.75	13.50	-4.00	0.00
Ene-16	7.10	18.80	-4.80	0.00

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitación-Prom (mm/día)
Ene-17	5.70	13.80	-2.40	87.14	3.84
Feb-17	5.70	14.40	-3.00	88.89	3.33
Mar-17	5.00	12.50	-2.50	90.81	3.66
Abr-17	5.15	12.50	-2.20	91.37	2.71
May-17	5.20	13.40	-3.00	84.65	1.10
Jun-17	4.75	12.00	-2.50	83.29	0.29
Jul-17	4.50	15.50	-6.50	88.27	0.12
Ago-17	3.40	15.00	-8.20	85.11	0.32
Sep-17	5.10	15.00	-4.80	88.49	2.08
Oct-17	4.25	14.00	-5.50	85.78	1.81
Nov-17	5.25	15.00	-4.50	85.74	1.89
Dic-17	5.75	14.50	-3.00	89.99	4.00
Ene-18	5.40	12.80	-2.00	91.30	3.38
Feb-18	4.90	13.00	-3.20	91.79	6.35
Mar-18	5.65	13.50	-2.20	91.01	4.01
Abr-18	5.20	14.60	-4.20	91.59	0.78
May-18	3.75	13.20	-5.70	89.54	0.17
Jun-18	4.80	15.20	-5.60	89.10	1.40
Jul-18	3.45	13.60	-6.70	87.03	0.33
Ago-18	3.80	12.40	-5.20	89.00	0.97
Sep-18	3.20	13.40	-7.00	87.62	0.99
Oct-18	5.00	14.20	-4.20	89.95	2.88
Nov-18	5.60	15.20	-4.00	91.26	2.54
Dic-18	6.20	15.80	-3.40	90.42	1.88
Ene-19	6.15	14.80	-2.50	91.58	4.71
Feb-19	5.90	14.80	-3.00	92.04	4.71
Mar-19	5.90	13.80	-2.00	91.42	3.47
Abr-19	4.80	13.80	-4.20	89.99	1.29
May-19	5.20	13.80	-3.40	89.44	0.95
Jun-19	1.60	13.60	-10.40	86.84	0.07
Jul-19	3.50	14.60	-7.60	84.30	0.08
Ago-19	2.90	15.00	-9.20	85.03	0.21
Sep-19	4.50	15.00	-6.00	88.47	0.04
Oct-19	4.40	14.60	-5.80	87.05	1.63
Nov-19	5.75	15.50	-4.00	94.00	25.00
Dic-19	6.00	14.80	-2.80	88.30	4.70
Ene-20	6.50	12.80	0.20	88.18	9.07

Fuente: <https://www.senamhi.gob.pe/mapas/mapa-estaciones/detalle.php?estaciones=112192>

Resumen:

Mes/año	Temp-Prom (°C)	Temp-max (°C)	Temp-min (°C)	Humedad-Prom (%)	Precipitación-Prom (mm/día)	Vel-Max (m/s)
2013	4.14	13.23	-4.94			8.00
2014	4.07	12.05	-3.92			5.58
2015	4.35	13.48	-4.77			0.00
2016	7.10	18.80	-4.80			0.00
2017	4.98	13.97	-4.01	87.48	2.09	
2018	4.73	13.91	-4.45	89.97	2.14	
2019	4.72	14.51	-5.08	89.04	3.90	
2020	6.50	12.80	0.20	88.18	9.07	
Promedio	5.07	14.09	-3.94	88.66	4.30	2.90

**Fuente:** Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú (SENAMHI)

### 3.1.3 Criterios de Selección de Ruta

A continuación, se muestran los principales criterios según grado de importancia:

- Evitar zonas con vestigios arqueológicos.
- Evitar terrenos con presencia de bofedales
- Evitar suelos inestables o presencia de grietas/fallas geológicas
- Evitar zonas protegidas por el estado (Decreto Supremo N° 010-90-AG).
- Optimizar el trazo de ruta aprovechando en gran medida el área pública
- La línea eléctrica debe ser idealmente lo más recta posible.
- Definir la ubicación de las estructuras soporte proyectadas aledañas o cercanas a las vías de acceso existentes a fin de optimizar los costos en la etapa de ejecución de obra y mantenimiento.

## 3.2 CÁLCULOS ELÉCTRICOS

### 3.2.1 Parámetros Eléctricos

#### 3.2.1.1 Resistencia Eléctrica

La resistencia “ $R_L$ ” se puede calcular según la expresión siguiente:

$$R_L = R_{20^\circ C} [1 + \alpha (t - 20^\circ C)]$$

Los factores son:

$R_{20^\circ C}$  = Resistencia a 20°C (ohm/km)

$\alpha$  = Coeficiente térmico (1/°C),

$t$  = Temperatura límite operación en °C ( $t = 60^\circ C$ )

#### 3.2.1.2 Reactancia

La reactancia “ $X_{L3}$ ” se puede calcular según la expresión siguiente:

$$X_{L3} = 377 \times \left( 0,5 + 4,6 \times \log \left( \frac{DMG}{r} \right) \right) \times 10^{-4}$$

Donde:

$X_{L3}$  = Reactancia en ohm/km

DMG = Distancia media geométrica

$r$  = Radio del conductor en m.

### 3.2.2 Dimensionamiento del Cable de Energía

#### 3.2.2.1 Capacidad del Cable

Para la selección del cable de energía se considera:

- Potencia de diseño : 10 MVA
- Tensión nominal del Sistema : 10 kV
- Corriente Nominal : 577.35 A
- Temperatura del terreno : 25 °C
- Profundidad de instalación : 1.0 m
- Resistividad térmica del suelo : 100 °C cm/W

Asimismo, para el óptimo dimensionamiento del cable de energía, se debe considerar los siguientes factores de corrección establecidos en el Código Nacional de Electricidad – Utilización 2006:

- Factor de Corrección relativo a la temperatura del suelo, **Ft = 0.96**
- Factor de corrección de la capacidad de corriente relativo a la resistividad térmica del suelo, **Fr = 1.0**
- Factor de corrección relativo al tendido en ductos, cable de energía 240mm<sup>2</sup> en disposición horizontal, **Fd = 0.75**
- • Factor de corrección relativo a la profundidad de tendido a 1m, **Fp = 0.97**
- • Factor de corrección total,  $F_{eq} = F_t \times F_r \times F_d \times F_p$ , **Feq = 0.7**

Corriente corregida o de diseño (solo para el cable subterráneo):

$$I_c = \frac{I_n}{F_{eq}} = \frac{577.35}{0.7} = 824.78 \text{ A}$$

La capacidad de carga del cable **2 x (3 – 1 x 240 mm<sup>2</sup> N2XSY), 8.7/15 kV** es de 940 A, superando la corriente de diseño calculada y validando la selección realizada.

#### 3.2.2.2 Corriente de CC en el Cable

Para el análisis de corriente de cortocircuito, se considera la siguiente fórmula:

$$I_{cc} = \frac{P_{cc}}{\sqrt{3}xV} (kA)$$

- Pcc: Potencia de cortocircuito (MVA)
- V: Voltaje Nominal (kV)
- Icc: Corriente de CC - 3f (kA), obteniéndose **Icc = 13.69 kA**

Entonces, para el cálculo de corriente de cortocircuito térmicamente admisible del cable N2XSY ( $I_{km}$ ), tenemos:

$$I_{km} = \frac{0,14356 \text{ (S)}}{\sqrt{t}}$$

Dónde:

- $I_{km}$ : Corriente CC térmica admisible por el cable (kA)
- S: Sección del conductor (mm<sup>2</sup>)
- t: Duración del cortocircuito (s)

$$I_{km} = \frac{0,14356 \text{ (2 * 240)}}{\sqrt{0,2}} = 154.08 \text{ kA}$$

Se calculó Icc = 13.69 kA (valor máximo en el sistema)

Ya que  $I_{km} \gg I_{cc}$ , la selección del cable de **2 x (3 – 1 x 240 mm<sup>2</sup> N2XSY), 8.7/15 kV** soportará la corriente de falla.

### 3.2.2.3 Caída de Tensión

La caída de Tensión se obtiene según la expresión:

$$\Delta V = \sqrt{3} \times I_d \times L (R \cdot \cos \phi + X \cdot \sin \phi)$$

$$\Delta V\% = \frac{\Delta V \times 100\%}{V}$$

Los factores son:

- $I_d$  (A): Corriente
- L (km): Longitud
- R (ohm/km): Resistencia
- X (ohm/km): Reactancia

Se valida que los cables dimensionados no supera lo establecido en las normas eléctricas vigentes (<5%).



Cuadro N° 10 Perfil de Tensión en Barras

BARRA	TENSION NOMINAL (kV)	AVENIDA-2020			
		Máxima Demanda		Mínima Demanda	
		(kV)	(P.U)	(kV)	(P.U)
V10.6	10	9.8297	0.9830	9.9856	0.9986
V10.5	10	9.8303	0.9830	9.9859	0.9986
V10.4.5	10	9.8026	0.9803	9.9719	0.9972
V10.4.3	10	9.8050	0.9805	9.9730	0.9973
V10.4.2	10	9.8068	0.9807	9.9740	0.9974
V10.4	10	9.8326	0.9833	9.9872	0.9987
V10.3.2	10	9.8408	0.9841	9.9898	0.9990
V10.3	10	9.8443	0.9844	9.9932	0.9993
V 1	10	10.1703	1.0170	10.1960	1.0196
SAN RAFAEL10	10	10.2233	1.0223	10.2233	1.0223
SAN RAFAEL 138	138	138.0000	1.0000	138.0000	1.0000

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 11

Datos Eléctricos del Cable de Energía N2XS/ 8.7/15kV

**DATOS ELÉCTRICOS - II**

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Ampac. enter. 20°C - formac. plana [A]	Ampac. Enter. 20°C - formac. triang. [A]	Ampac. aire 30°C - formac. plana [A]	Ampac. aire 30°C - formac. triang. [A]
25	144	140	196	163
35	172	166	238	198
50	203	196	286	238
70	246	239	356	296

Sección [mm <sup>2</sup> ]	Ampac. enter. 20°C - formac. plana [A]	Ampac. Enter. 20°C - formac. triang. [A]	Ampac. aire 30°C - formac. plana [A]	Ampac. aire 30°C - formac. triang. [A]
95	293	285	434	361
120	332	323	500	417
150	366	361	559	473
185	410	406	637	543
240	470	469	745	641
300	524	526	846	735
400	572	580	938	845
500	651	673	1025	917
630	695	725	1221	1079

Fuente: Catálogo de Cables de Energía – Marca INDECO

**3.2.3 Distancias Mínimas de Seguridad (DMS)**

Se tomará en cuenta las distancias que se detallan en la Sección 23 del CNE-S2011.

En relación a lo indicado, se muestran los cuadros que describen las distancias de seguridad a:

- Tipos de Superficies de terreno.
- Distancias entre conductores de diferentes estructuras soportes.
- Distancias a edificaciones, letreros, puentes, etc.
- Distancias entre los conductores y partes sin tensión en la misma estructura.

### 3.2.3.1 Distancias Mínimas de Seguridad al Suelo

Las distancias mínimas al suelo consideradas para este proyecto de acuerdo al CNE-S Tabla 232-1a son:

**Cuadro N° 11 DMS al Suelo (Vertical)**

Descripción	10kV
	(m)
Al cruce de vías de ferrocarril al canto superior de riel	8.0
Al cruce de carreteras y avenidas	7.0
Al cruce de calles y caminos rurales	6.5
Al cruce terrenos tales como cultivos, pastos, bosques, huertos, etc.	6.5
A lo largo de carreteras y avenidas	6.5
A lo largo de calles y caminos rurales	6.0
A áreas no transitadas por vehículo	5.0
A Caminos no carrozables en zonas rurales	5.0

Fuente: CNE-S2011

### 3.2.3.2 Distancias Mínimas de Seguridad en Cruces

Las distancias mínimas al suelo consideradas para este proyecto de acuerdo al CNE-S Tabla 233-1 son:

**Cuadro N° 12 DMS en Cruces**

Descripción	10kV
	(m)
Cables de comunicación y mensajeros	1.8
Cables autoportantes (aislados) BT y MT	1.2
Retenidas, alambres neutros y cables de guarda	1.2
Conductores expuestos (desnudos) hasta 750V	1.2
Conductores expuestos (desnudos) hasta 23kV	1.2

Fuente: CNE-S2011

### 3.2.4 Capacidad Térmica (Ampacidad)

Según lo indicado en el numeral 2.4.1, se verificó la ampacidad de la línea mediante el Software PLS-CADD el cual toma como referencia el método IEEE Std 738-2006 “IEEE Standard for Calculating the Current-Temperature-Relationship of Bare Overhead Conductors”. El siguiente cuadro de resumen muestra la corriente I(A) y potencia P(MVA) para las potencias de operación:

Cuadro N° 13 Ampacidad de Conductores

Ítem	Descripción	Potencia (MVA)
1	Conductor 150 mm <sup>2</sup> AAAC (10kV)	7
2	Conductor 300 mm <sup>2</sup> AAAC (10kV)	10

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 12 Ampacidad de Conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC

PLS-CADD Versión 9.20 18:10:36 lunes, 27 de enero de 2020

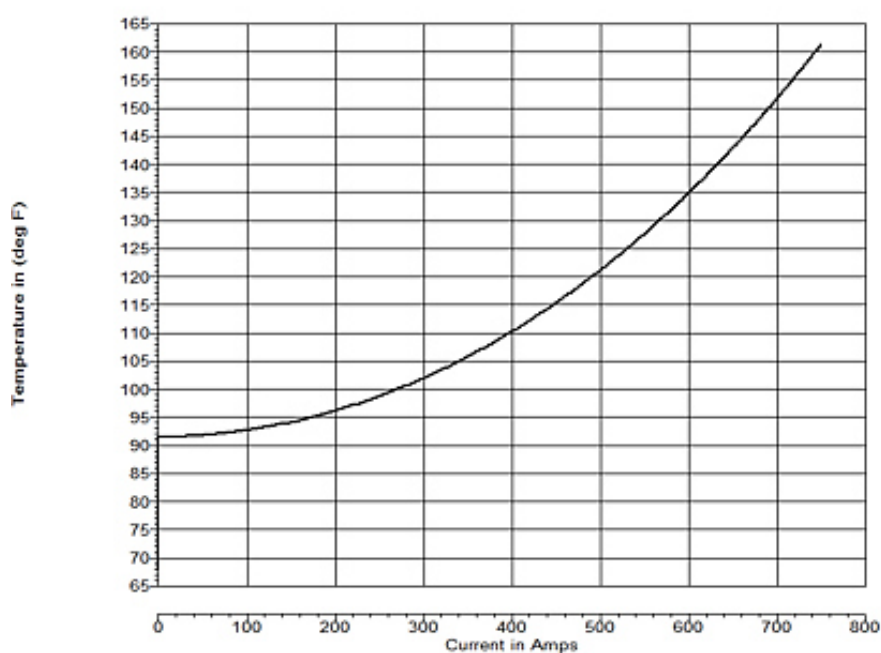
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 68.00 (deg F)  
 Wind speed is 2.00 (ft/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 14400 (ft)  
 Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
 Conductor latitude is -19.0 (deg)  
 Atmosphere is CLEAR  
 Day of year is 26 (corresponds to enero 26 in year 2020) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: AAAC 300 mm<sup>2</sup>  
 Conductor diameter is 0.877 (in)  
 Conductor resistance is 0.1119 (Ohm/mile) at 68.0 (deg F)  
 and 0.1239 (Ohm/mile) at 122.0 (deg F)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 4.549 (Watt/ft)  
 Radiation cooling is 4.104 (Watt/ft)  
 Convective cooling is 14.579 (Watt/ft)

Given a constant current of 750.0 amperes,  
 The conductor temperature is 161.4 (deg F)



Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 13 Ampacidad de Conductor 150mm2 AAAC

PLS-CADD Versión 9.20 18:17:47 lunes, 27 de enero de 2020

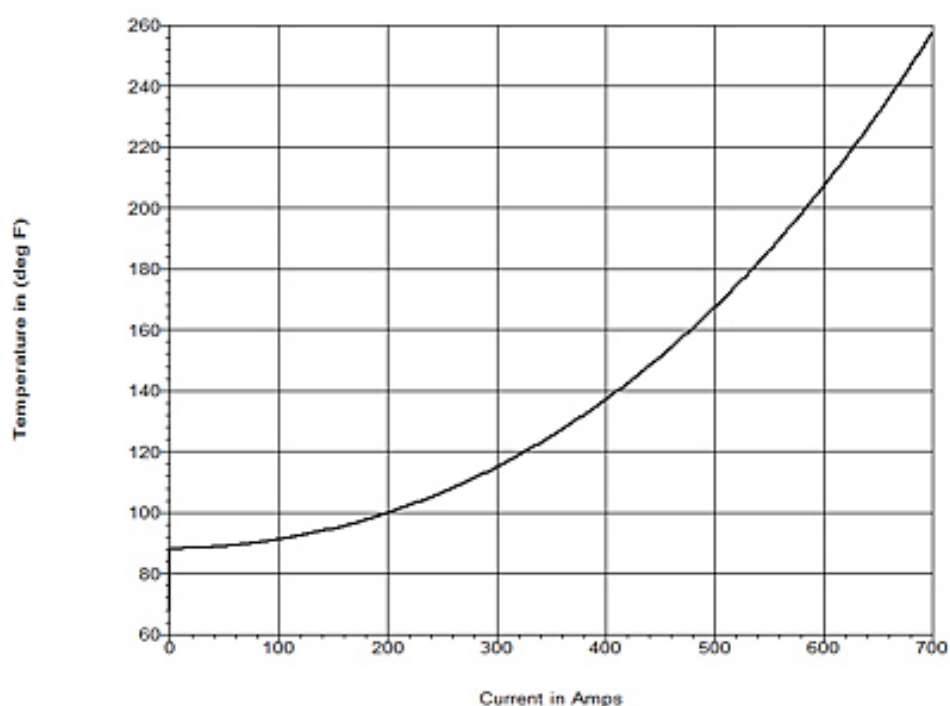
IEEE Std. 738-2006 method of calculation

Air temperature is 68.00 (deg F)  
 Wind speed is 2.00 (ft/s)  
 Angle between wind and conductor is 90 (deg)  
 Conductor elevation above sea level is 14400 (ft)  
 Conductor bearing is 270 (deg) (perpendicular to solar azimuth for maximum solar heating)  
 Sun time is 12 hours (solar altitude is 90 deg. and solar azimuth is 180 deg.)  
 Conductor latitude is -19.0 (deg)  
 Atmosphere is CLEAR  
 Day of year is 26 (corresponds to enero 26 in year 2020) (day of the year with most solar heating)

Conductor description: AAAC 150 mm2  
 Conductor diameter is 0.616 (in)  
 Conductor resistance is 0.2277 (Ohm/mile) at 68.0 (deg F)  
 and 0.2523 (Ohm/mile) at 122.0 (deg F)  
 Emissivity is 0.5 and solar absorptivity is 0.5

Solar heat input is 3.194 (Watt/ft)  
 Radiation cooling is 7.582 (Watt/ft)  
 Convective cooling is 24.768 (Watt/ft)

Given a constant current of 700.0 amperes,  
 The conductor temperature is 257.8 (deg F)



Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.5 Coordinación de Aislamiento

#### 3.2.5.1 Cálculo de Aislamiento 10kV

Para determinar el aislamiento de la línea 10kV se han efectuado los cálculos detallados siguientes:

- Sobretensión de aislamiento de impulso.
- Sobretensión de aislamiento de maniobra.
- Sobretensión de aislamiento de frecuencia industrial.
- Línea de fuga por contaminación ambiental.

Asimismo, se ha tenido en cuenta las condiciones de operación de la línea y la influencia climatológica de la zona del proyecto

- Temperatura ambiente promedio : 5 °C
- Polución Ambiental : Media
- Altitud máxima : 4600 msnm

**Cuadro N° 14 Resumen de Cálculos**

Descripción	Unidad	Valor
Tensión de operación	kV	10
Tensión máxima de operación	kV	10.5
Tensión de diseño del equipo	kV	12
Altitud de la instalación	msnm	4,600
NBI	BIL	75
Aislamiento al Impulso atmosférico (Vi)	Vi (kV)	130
Aislamiento al Impulso de maniobra (Vm)	Vm (kV)	51
Aislamiento a frecuencia industrial (Vfi)	Vfi (kV)	26
Línea de fuga unitaria	mm/kV	20
Aislamiento por contaminación (línea de fuga total)	mm	348
Dist. aislamto. mín. en aire, frec. Industr., fase-fase	Dpp-fi (m)	0.067
Dist. aislamto. mín. en aire, maniobra, fase-fase	Dpp-m (m)	0.171
Dist. aislamto. mín. en aire, imp. tipo rayo, fase-fase	Dpp-i (m)	0.401
Dist. aislamto. mín. en aire, frec. Industr., fase-tierra	Del-fi (m)	0.042
Dist. aislamto. mín. en aire, maniobra, fase-tierra	Del-m (m)	0.121
Dist. aislamto. mín. en aire, imp. tipo rayo, fase-tierra	Del-i (m)	0.334

**Fuente:** Elaboración Propia

A continuación, se detalla los cálculos de aislamiento para la línea 10kV:

Figura N° 14

Cálculo de Aislamiento 10kV

<b>I. DATOS</b>			
Tensión de operación	10	kV	
Tensión máxima de operación	10.5	kV	
Tensión de diseño del Equipo	12.0	kV	
Nivel básico de aislamiento (NBI)	75	kV-BIL	
Temperatura ambiente	5	°C	
Altitud de la instalación	4,600	msnm	
Densidad relativa del aire ( $\delta$ )	0.601		
<b>II. CÁLCULO DEL AISLAMIENTO</b>			
<b>A. Aislamiento al Impulso atmosférico</b>			
# Desviaciones estándar alrededor de la media (N)	1.3		
Desviación estándar ( $\sigma$ )	3%		
Aislamiento al Impulso atmosférico ( $V_i$ )	130	kV	$V_i = \frac{NBI}{(1 - N \times \sigma) \times \delta}$
<b>B. Aislamiento al Impulso de maniobra</b>			
# Desviaciones estándar alrededor de la media (N)	1.3		
Desviación estándar ( $\sigma$ )	6%		
Factor por aislamiento externo (fsg)	1.05		
Factor por sobretensión por maniobra (fs)	3		
Factor por humedad (H)	1		
Factor por lluvia (fl)	0.7		
Exponente empírico (n)	0.8		
Aislamiento al Impulso de maniobra ( $V_m$ )	51	kV	$V_m = \frac{f_{sg} \times f_s \times V_i \times H}{\sqrt{3 \times (1 - N \times \sigma) \times \delta^n \times fl}}$
<b>C. Aislamiento a frecuencia industrial</b>			
# Desviaciones estándar alrededor de la media	3		
Desviación estándar ( $\sigma$ )	3%		
Factor por aislamiento externo (fsg)	1.05		
Factor por sobretensión a frecuencia industrial (fs)	1.5		
Factor por humedad (H)	1		
Factor por lluvia (fl)	0.7		
Exponente empírico (n)	0.8		
Aislamiento a frecuencia industrial ( $V_f$ )	26	kV	$V_f = \frac{f_{sg} \times f_s \times V_m \times H}{\sqrt{3 \times (1 - N \times \sigma) \times \delta^n \times fl}}$
<b>D. Aislamiento por contaminación</b>			
Línea de fuga unitaria	20	mm/kV	
Factor de corrección por altura	1.45		
Aislamiento por contaminación (línea de fuga total)	348	mm	$L_{fuga} = L_{f0} \times U_{MAX} \times f_{ch}$
<b>III. RESUMEN</b>			
Aislamiento al Impulso atmosférico ( $V_i$ )	130	kV	
Aislamiento al Impulso de maniobra ( $V_m$ )	51	kV	
Aislamiento a frecuencia industrial ( $V_f$ )	26	kV	
Aislamiento por contaminación (línea de fuga total)	348	mm	

Fuente: Elaboración Propia



Figura N° 15 Distancias de Aislamiento 10kV

I. DATOS

Tensión de operación

Tensión máxima del operación

Tensión máxima del equipo

Nivel básico de aislamiento

Altitud de la instalación

10

10.5

12

75

4,600

kV

kV

kV

kV-BIL

msnm

II. CÁLCULO DE SOBRETENSIONES

A. Sobretensiones de frecuencia industrial

Factor de altitud

Factor de intervalo en aire para sobretensiones de frente lento

Factor de intervalo en aire para sobretensiones de frecuencia Industrial

Factor de desviación para sobretensiones de frecuencia industrial

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a frecuencia industrial entre fase - fase

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a frecuencia industrial entre fase - tierra

Ka

kg\_sf

kg\_pf

kz\_pf

D50Hz\_p-p

D50Hz\_p-e

0.68

1.45

1.222

0.910

0.067

0.042

Para Un ≤ 200 kV (UNE-EN 50341-1)

Para Conductor-Estructura

Kg-pf= 1,35Kg\_sf - 0.35Kg\_sf²

m

m

$$D_{50Hz\_p-p} = 1,64 \left\{ e^{\frac{U_s}{750 K_a K_{z\_pf} K_{g\_sf}}} - 1 \right\}^{0,833}$$

$$D_{50Hz\_p-e} = 1,64 \left\{ e^{\frac{U_s}{750 \sqrt{3} K_a K_{z\_pf} K_{g\_sf}}} - 1 \right\}^{0,833}$$

B. Sobretensiones de frente lento (maniobra)

Factor de altitud

Factor de coordinación estadística

Factor de intervalo en el aire para sobretensiones de frente lento

Factor de desviación para sobretensiones de frente lento

2% de la sobretensión de frente lento

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a impulso de maniobra entre fase - fase

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a impulso de maniobra entre fase - tierra

Ka

kcs

kg\_sf

Kz\_sf

U2%\_sf

Dpp

Del

0.68

1.05

1.45

0.922

51

0.171

0.121

kV

m

m

$$D_{pp} = 2,17 \left\{ e^{\frac{1,4 K_{cs} U_{2\%\_sf}}{1080 K_a K_{z\_sf} K_{g\_sf}}} - 1 \right\}$$

$$D_{el} = 2,17 \left\{ e^{\frac{K_{cs} U_{2\%\_sf}}{1080 K_a K_{z\_sf} K_{g\_sf}}} - 1 \right\}$$

C. Sobretensiones de frente rápido (rayo)

Factor de altitud

Factor de intervalo en el aire para sobretensiones de frente rápido

Factor de desviación para sobretensiones de frente rápido

90% de la sobretensión de frente rápido

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a impulso tipo rayo entre fase - fase

Distancia de aislamiento mínima en el aire, para prevenir una descarga disruptiva a impulso tipo rayo entre fase - tierra

Ka

Kg\_ff

Kz\_ff

U90%\_ff\_is

Dpp

Del

0.68

1.117

0.961

130

0.40

0.33

Kg\_ff= 0,74+ 0,26Kg\_sf;

m

m

$$D_{pp} = \frac{1,2 U_{90\%\_ff\_is}}{530 K_a K_{z\_ff} K_{g\_ff}}$$

$$D_{el} = \frac{U_{90\%\_ff\_is}}{530 K_a K_{z\_ff} K_{g\_ff}} = \frac{1}{K_a} \frac{K_{g\_ff\_is}}{K_{z\_ff}} d_u$$

III. RESUMEN

A frecuencia industrial

A impulso de maniobra

A impulso tipo rayo

Dpp

Del

0.067

0.171

0.401

0.042

0.121

0.334

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.5.2 Selección de Aisladores

Sobre la base de los resultados de coordinación de aislamiento, los aisladores seleccionados que se usarán en el proyecto son:

- Aislador tipo pin clase ANSI 56-4 para las estructuras de alineamiento.
- Cadena compuesta por dos aisladores tipo suspensión clase ANSI 52-3, para ser usada como cadenas de anclaje en las estructuras tipo angular, anclaje, terminal y/o transición.

A continuación, se detalla las características electromecánicas de los aisladores seleccionados, cabe precisar que el cálculo mecánico de aisladores se detalla en el numeral 3.3:

**Cuadro N° 15 Características del Aislador tipo PIN**

Descripción	10kV	
	Unidad	Valor
<b>Aislador Tipo PIN Clase ANSI 56-4</b>		
Longitud de Línea de Fuga	mm	685
Tensión de sostenimiento a la frec.industrial (seco)	kV	140
Tensión de sostenimiento a la frec.industrial (húmedo)	kV	95
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo (positivo)	kVp	225
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo (negativo)	kVp	295
Peso aproximado	kg	10.2
Carga Máxima Cantilever de Diseño	kN	13
Longitud total del aislador	mm	241

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 16 Características del Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3**

Descripción	10kV	
	Unidad	Valor
<b>Aislador Tipo Suspensión Clase ANSI 52-3 / 2Und</b>		
Longitud de Línea de Fuga	mm	584
Tensión de sostenimiento a la frec.industrial (seco)	kV	155
Tensión de sostenimiento a la frec.industrial (húmedo)	kV	90
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo (positivo)	kVp	245
Tensión de sostenimiento al impulso tipo rayo (negativo)	kVp	255
Peso aproximado	kg	6.5
N° de Aisladores	und	2
Carga Mecánica Nominal	kN	67
Diámetro del Disco	mm	254
Espaciamiento (Altura)	mm	146
Longitud total del aislador (2 Discos)	mm	325

Fuente: Elaboración Propia



### 3.2.6 Selección de Pararrayos

El cálculo de pararrayos se basa en la recomendación de las normas ANSI/IEEE C62.11 e IEC 60099-4, utilizándose la siguiente expresión:

$$TOV_{SIST} = k \cdot U_{MAX}$$

Donde:

- TOV : Tensión máxima de operación
- K : Factor de sobretensión o factor de aterramiento (depende del tipo de aterramiento del neutro del sistema)
- Umáx : Máxima tensión de operación fase tierra del sistema

Asimismo, en relación a las citadas normas internacionales e información técnica de fabricantes de pararrayos se considera que la máxima sobretensión eficaz no sobrepase 1,4 veces (para sistemas de 3 hilos sólidamente puestos a tierra) la tensión máxima eficaz fase tierra del sistema, mientras que para sistemas con neutro aislado las sobretensiones alcanzan hasta 1,73 veces, entonces se considera:

**Cuadro N° 17 Cálculo del TOV**

kV	Neutro	K	TOV
10	Aterrado	1,4	9.7

**Fuente:** Elaboración Propia

Del cuadro anterior, se desprende que, para los niveles de tensión de 10kV, los pararrayos recomendados son de 10 y 12kV, seleccionándose el de 12 kV según lo detallado en la siguiente figura, el cual cumple la coordinación de aislamiento necesarias, según:

**Cuadro N° 18 Pararrayo Seleccionado**

Descripción	12kV	
Pararrayos 12kV, 10kA	Unidad	Valor
Tensión Nominal (Vn)	kV	12
Corriente Nominal de Descarga de Onda 8/20 (Id)	kA	10
Máxima Tensión Continua de Operación (MCOV)	kV	10.2
Tensión residual máxima a corriente nominal de descarga 10kA – 8/20	kV	38.5
Nivel de Aislamiento al Impulso 1.2/50 (NBI)	kV	75
Longitud de línea de fuga mínima (fase – tierra)	mm	391

**Fuente:** Elaboración Propia

Figura N° 16

## Cálculo y Selección de Pararrayos 12kV, 10kA

**1. GENERALIDADES**

Para la selección de los pararrayos se ha utilizado la recomendación de las normas ANSI/IEEE C62.11 e IEC 60099-4.

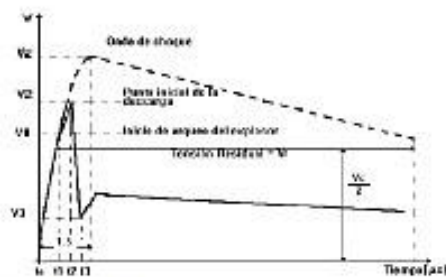
La magnitud de las sobretensiones de origen interno debido a fallas de fase a tierra depende de la relación de impedancia de secuencia cero y secuencia positiva. Así para sistemas efectivamente puestas a tierra en donde  $XD/X1 < 3$  y  $R0/X1 < 1$ , las normas IEC consideran que la máxima sobretensión eficaz no sobrepase 1,4 veces (para sistemas de 3 hilos sólidamente puestas a tierra) la tensión máxima eficaz fase tierra del sistema, mientras que para sistemas con neutro aislado las sobretensiones alcanzan hasta 1,73 veces la tensión eficaz máxima

**2. PREMISAS**

Las características importantes para la selección del Pararrayo es:

$V_n$ = Tensión Nominal del Pararrayo (kV)

$I_d$ = Corriente nominal de descarga (kA)

**3. DATOS DEL SISTEMA**

$V_n$ = Tensión Nominal del Sistema (kV)

10

$V_{max}$ = Tensión Máxima del Sistema (kV)

12

NBI= Nivel Básico de aislamiento (KV-BIL)

75

Puesta a Tierra del Sistema

Sólido

$G_a$ = Grado de aislamiento según Norma IEC 60815 (mm/kV)

20

$h$ = Altitud en m.s.n.m

4600

**4. CÁLCULOS Y RESULTADOS**

$U_c$ = Tensión máxima de Operación Continua (kV)

6.9

$k$ = Factor de falla a tierra

1.4

TOV= Sobretensión Temporal Máxima (kV)

9.7

$F_h$ = Factor de corrección de altitud

1.45

$L_f$ = Línea de fuga mínima del Pararrayo (mm)

348

**4. SELECCIÓN DEL PARARRAYO**

Por lo tanto, del Catálogo se elige un Pararrayos de tensión nominal ( $U_r$ ) que cumpla con los valores calculados:

NORMA de fabricación

IEC 60099-4

$U_r$ = Tensión Nominal del Pararrayo (kV)

12.0

OK

$I_d$ = Corriente Nominal de descarga en onda 8/20 (kA)

10

$U_c$ = Tensión máxima de Operación Continua (kV)

10.2

OK

Tensión residual máxima a corriente nominal de descarga 10 kA -8/20 (kV)

38.5

Nivel de aislamiento al impulso 1,2/50. NBI (kV)

75

Longitud de línea de fuga mínima (fase-tierra) (mm)

391.0

OK

Nota: para tensiones de la gama 1 la norma IEC recomienda una  $I_d(kA)=10kA$ .

Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.7 Selección de Seccionadores Tipo Cuchilla y Cut-Out

A continuación, se muestra el resumen de los resultados de coordinación de aislamiento, condiciones del sistema e información de línea de fuga unitaria:

- Tensión de Operación del Sistema: 10 kV.
- Tensión de diseño del equipo: 12kV.
- Altitud de instalación: 4600 m.s.n.m.
- Línea de fuga unitaria: 20mm/kV.
- Aislamiento por contaminación (línea de fuga mínima): 348 mm.

Entonces, en relación a los valores mínimos de operación y aislamiento detallados líneas arriba, se definen las características electromecánicas de los dos tipos de seccionadores proyectados, seccionador tipo cuchilla en la primera estructura (torre de transición aérea – subterránea) y seccionadores tipo expulsión (cut-out) para las derivaciones de línea y para los estructuras terminales que alimentaran a los transformadores de las nuevas cargas ubicadas en la planta de tratamiento de agua, sistema de bombeo de agua y sistema de infiltración, según se detalla a continuación:

#### **Datos del Seccionador Tipo Cuchilla:**

- Tipo: Tripolar
- Apertura: Vertical
- Material: Porcelana
- Montaje: Al Exterior, montado vertical en torre de transición
- Corriente Nominal: 900 A
- Máxima Tensión del Equipo: 27 kV
- BIL Nominal: 170 kV-BIL
- Distancia de fuga del seccionador: 394 mm

#### **Datos del Seccionador Tipo Expulsión (Cut-Out):**

- Tipo: Cut – Out
- Apertura: Vertical con fusible
- Material: Porcelana
- Montaje: Al Exterior, montado vertical en estructuras terminales

- Corriente Nominal: 200 A
- Máxima Tensión del Equipo: 27 kV
- BIL Nominal: 170 kV-BIL
- Distancia de fuga del seccionador: 432 mm
- Capacidad de Fusibles: Según Estudio Eléctrico – Coordinación de Protección

#### **Datos de Fusibles del Seccionador Tipo Cut-Out:**

A continuación, se muestran tablas resumen (extraídas del Estudio de Coordinación de Protecciones) donde se indica el calibre del fusible tipo expulsión (cut-out) en función de la tensión, potencia y el tipo de alimentación:

**Cuadro N° 19 Selección de Fusibles para Transformadores**

TRAFO_kVA	TIPO	TENSION_kV	CORRIENTE	FUSIBLE
2500	3ph	10	144.33	<b>200K</b>
400	3ph	10	23.09	<b>25K</b>

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 20 Selección de Fusibles para Derivaciones de Línea**

Nombre	Calibre	Descripción
SEC-01	<b>50K</b>	Derivación hacia Planta de Tratamiento de Agua
SEC-02	<b>25K</b>	Derivación hacia Sistema de Infiltración
SEC-03	<b>200K</b>	Derivación hacia Sistema de Bombeo de Agua

Fuente: Elaboración Propia

### **3.2.8 Diseño del Sistema de Puesta a Tierra**

Para el diseño del SPAT se debe tener en cuenta las siguientes configuraciones.

#### **3.2.8.1 Electrodo Vertical**

La resistencia para la configuración vertical se calcula según la siguiente fórmula:

$$R_p = \frac{\rho_a}{2 \times \pi \times L} \ln \left[ \frac{L}{a} \sqrt{\frac{3L + 4t}{L + 4t}} \right]$$

Donde:

- $R_p$  : Resistencia propia del pozo a tierra ( $\Omega$ )
- $\rho_a$  : Resistividad aparente del suelo ( $\Omega$  - m)
- $L$  : Longitud del electrodo (m)

- a : Radio del electrodo(m)
- t : Profundidad de la varilla (m)

### 3.2.8.2 Contrapesos Horizontales

La resistencia para la configuración horizontal se calcula según la siguiente fórmula:

$$R_c = \frac{\rho a}{2 \times \pi \times l_e} \ln \left[ \frac{L_c^2}{d \times h} \right]$$

Donde:

- $R_c$  : Resistencia propia del contrapeso ( $\Omega$ )
- $\rho_a$  : Resistividad aparente del suelo ( $\Omega - m$ )
- $L_c$  : Longitud del contrapeso (m)
- d : Diámetro del contrapeso (m)
- h : Profundidad de enterramiento (m)

### 3.2.8.3 Resistencia Equivalente del Puesta a Tierra

La resistencia para el SPAT equivalente se calcula según la siguiente fórmula:

$$R_e = \frac{1}{\sum_{i=1}^n \frac{1}{R_i}}$$

Donde:

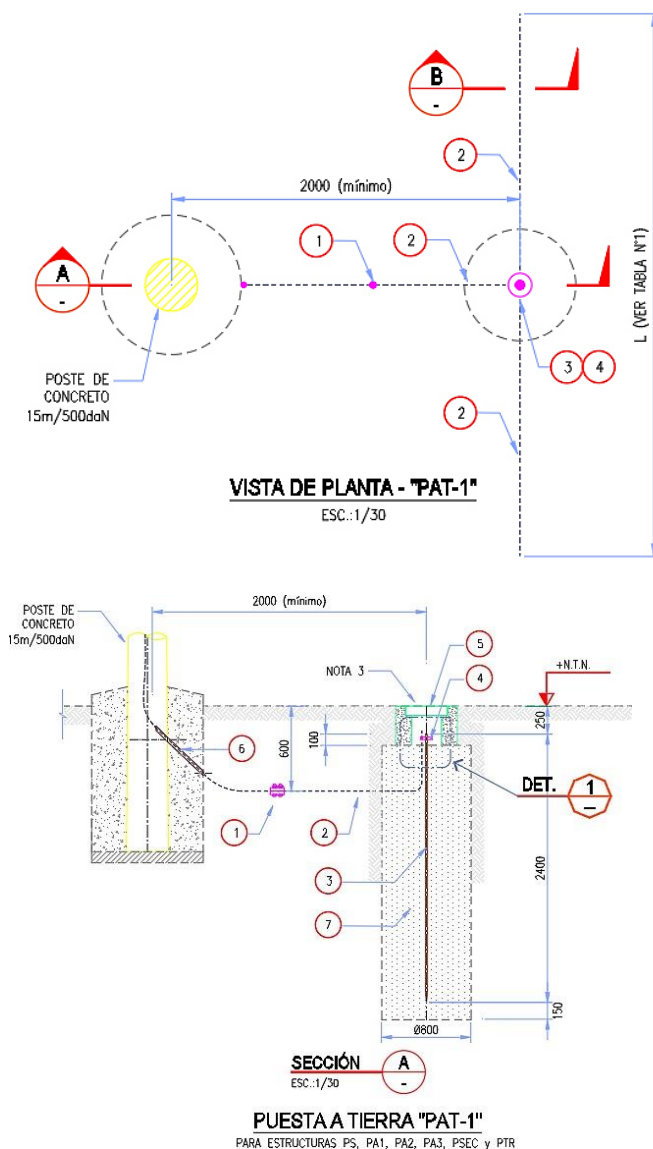
- $R_e$  : Resistencia equivalente ( $\Omega$ )
- $R_i$  : Resistencias de electrodo y/o contrapesos horizontales ( $\Omega$ )
- n : Número de electrodos y/o contrapesos horizontales en paralelo

En base a los resultados de resistividad y estratificación del terreno, se ha definido la implementación de sistemas compuestos de electrodos verticales y contrapesos horizontales para las puestas a tierra de postes de concreto y torres de acero.

### 3.2.8.4 Configuración para Postes tipo “PAT1-XX”

Sistema de aterramiento comprendida por una **varilla cooperweld** y un **contrapeso horizontal** de cobre de “XX” m de longitud (varía de 10m a 50 m) y sección de 35 mm<sup>2</sup>.

Figura N° 17 Configuración tipo PAT-1

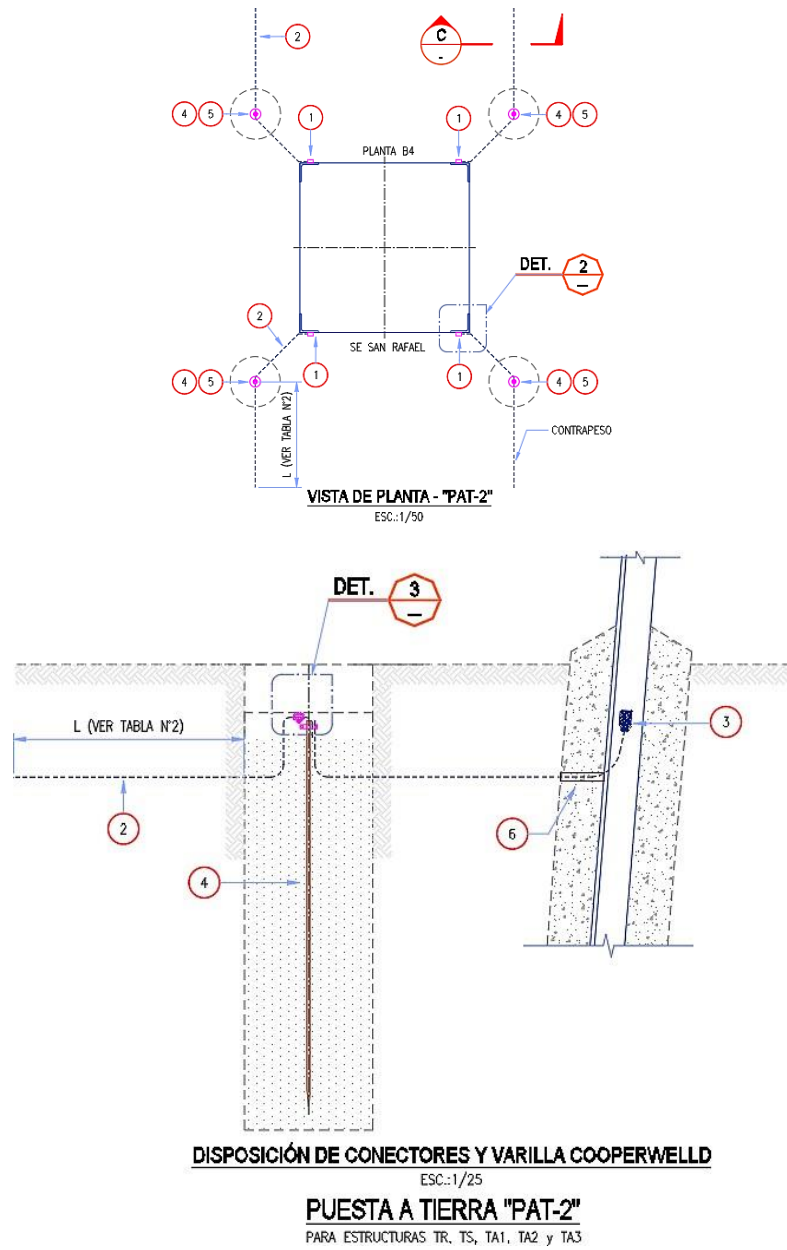


Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.8.5 Configuración para Torres tipo "PAT2-YY"

Sistema de aterramiento comprendida por cuatro (04) **varillas cooperweld** y cuatro (04) **contrapesos horizontales** de cobre de "YY" m de longitud (varía de 5m a 30 m) y sección de 35 mm<sup>2</sup>, aplicados a cada una de las patas de las torres de acero.

**Figura N° 18 Configuración tipo PAT-2**



Fuente: Elaboración Propia

### 3.2.8.6 Resultados del Diseño de Puesta a Tierra

En el cuadro siguiente se detallan los resultados del dimensionamiento del sistema de puesta a tierra para postes de concreto y torres de acero:

**Cuadro N° 21 Configuración tipo PAT-1**

Sistema de Puesta a Tierra "PAT-1"								
Tipo de PAT	$\rho$	$\rho_{max}$	$L_v$	$L_c$	$R_p$	$R_c$	$R_{eq}$	$R_{max}$ (CNE 2011)
	(ohm-m)	(ohm-m)	(m)	(m)	ohm	ohm	ohm	ohm
PAT1-10	0-500	500	2.4	10.0	60.95	24.60	17.53	< 25
PAT1-20	500-1000	1,000	2.4	20.0	121.90	27.91	22.71	< 25
PAT1-35	1000-1500	1,500	2.4	35.0	182.85	26.21	22.93	< 25
PAT1-50	1500-2000	2,000	2.4	50.0	243.80	25.83	23.35	< 25

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 22 Configuración tipo PAT-2**

Sistema de Puesta a Tierra "PAT-2"												
Tipo de PAT	$\rho$	$\rho_{max}$	$L_v$	$L_c$	$R_p$	$R_c$	$R_{eq1}$	$R_{eq2}$	$R_{eq3}$	$R_{eq4}$	$R_{eq}$	$R_{max}$ (CNE 2011)
	(ohm-m)	(ohm-m)	(m)	(m)	ohm	ohm	ohm	ohm	ohm	ohm	ohm	ohm
PAT2-5	0-1500	1,500	2.4	5.0	182.9	127.74	75.20	75.20	75.20	75.20	18.80	< 25
PAT2-10	1500-2500	2,500	2.4	10.0	304.8	122.99	87.63	87.63	87.63	87.63	21.91	< 25
PAT2-20	2500-3500	3,500	2.4	20.0	426.7	97.68	79.48	79.48	79.48	79.48	19.87	< 25
PAT2-25	3500-4500	4,500	2.4	25.0	548.6	104.31	87.64	87.64	87.64	87.64	21.91	< 25
PAT2-30	4500-5500	5,500	2.4	30.0	670.5	109.43	94.07	94.07	94.07	94.07	23.52	< 25

Fuente: Elaboración Propia

### 3.3 CÁLCULOS MECÁNICOS

#### 3.3.1 Hipótesis del Conductor

Para plantear las hipótesis de carga que rigen el cambio de estado del conductor, se ha teniendo en cuenta las características particulares del conductor seleccionado, así como la curva esfuerzo-deformación-creep del fabricante, y que corresponde a los conductores aéreos.

Las hipótesis de carga para la línea de media tensión 10kV perteneciente al **ÁREA 3 (Altitud mayor a 4500 m.s.n.m.)**, son las siguientes:

#### **HIPOTESIS I : TENSIÓN DE CADA DÍA (EDS)**

- Temperatura : 5°C
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula
- EDS inicial : 15% (Conductor de fase) y 17% (Cable de guarda)

#### **HIPOTESIS II : MINIMA TEMPERATURA (SOLO HIELO)**

- Temperatura : -10 °C
- Velocidad de viento : nula



➤ Sobrecarga de hielo : 25mm

**HIPOTESIS III : COMBINADA (HIELO Y VIENTO)**

➤ Temperatura : -10 °C

➤ Velocidad de viento : 55km/h

➤ Sobrecarga de hielo : 12mm

**HIPOTESIS IV : MÁXIMO VIENTO**

➤ Temperatura : -5 °C

➤ Velocidad de viento : 120km/h

➤ Sobrecarga de hielo : nula

**HIPOTESIS V : MÁXIMA TEMPERATURA (FLECHA MÁXIMA\*)**

➤ Temperatura : 60°C (Conductor de fase) y 25°C (Cable de guarda)

➤ Velocidad de viento : nula

➤ Sobrecarga de hielo : nula

Las hipótesis de carga para la línea de media tensión 10kV perteneciente al **ÁREA 2 (Altitud entre 4000 a 4500 m.s.n.m.)**, son las siguientes:

**HIPOTESIS I : TENSIÓN DE CADA DÍA (EDS)**

➤ Temperatura : 5°C

➤ Velocidad de viento : nula

➤ Sobrecarga de hielo : nula

➤ EDS inicial : 15% (Conductor de fase) y 17% (Cable de guarda)

**HIPOTESIS II : MINIMA TEMPERATURA (SOLO HIELO)**

➤ Temperatura : -5 °C

➤ Velocidad de viento : nula

➤ Sobrecarga de hielo : 12mm

**HIPOTESIS III : COMBINADA (HIELO Y VIENTO)**

➤ Temperatura : -5 °C

➤ Velocidad de viento : 50km/h

➤ Sobrecarga de hielo : 6mm

**HIPOTESIS IV : MÁXIMO VIENTO**

- Temperatura : 0°C
- Velocidad de viento : 113km/h
- Sobrecarga de hielo : nula

**HIPOTESIS V : MÁXIMA TEMPERATURA (FLECHA MÁXIMA\*)**

- Temperatura : 60°C (Conductor de fase) y 25°C (Cable de guarda)
- Velocidad de viento : nula
- Sobrecarga de hielo : nula

**3.3.2 Cálculo Mecánico de Conductores**

El objetivo de realizar los CMC es determinar las siguientes cargas y flechas máximas:

- Carga horizontal
- Carga tangencial
- Flechas máximas en relación al vano

Los CMC se desarrollan según las recomendaciones de la Norma DGE y teniendo en cuenta las características climatológicas del área de influencia según lo establecido en el CNE-S2011. En los cuadros se reflejan las características de los conductores:

**Cuadro N° 23 Características del Conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC**

Parámetros del Conductor - 150 mm <sup>2</sup> AAAC						
Sección (mm <sup>2</sup> )	Diam. Exterior (mm)	Nro. de Hilos	Peso Unit. (Kg/m)	Tiro de Rot (Kg)	M.E. Final (Kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilat. (1/°C)
147.11	15.8	37	0.406	4604	6350	2.3E-05

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 24 Características del Conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC**

Parámetros del Conductor - 300 mm <sup>2</sup> AAAC						
Sección (mm <sup>2</sup> )	Diam. Exterior (mm)	Nro. de Hilos	Peso Unit. (Kg/m)	Tiro de Rot (Kg)	M.E. Final (Kg/mm <sup>2</sup> )	Coef. Dilat. (1/°C)
299.43	22.5	61	0.827	9069	6350	2.3E-05

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 25 Características del Cable de Guarda OPGW**

<b>Parámetros del Cable de Guarda OPGW-24hilos</b>						
<b>Sección (mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Diam. Exterior (mm)</b>	<b>Nro. de Hilos</b>	<b>Peso Unit. (Kg/m)</b>	<b>Tiro de Rot (Kg)</b>	<b>M.E. Final (Kg/mm<sup>2</sup>)</b>	<b>Coef. Dilat. (1/°C)</b>
97.43	13.4	24	0.418	5602	8957	1.5E-05

**Fuente:** Elaboración Propia

Teniendo en cuenta las características electromecánicas de cada conductor y en relación a las hipótesis de cálculo mecánico definidas líneas arriba, se obtendrán parámetros relevantes que representan la base del diseño de líneas eléctricas. Por ejemplo, se obtiene el valor de las flechas en metros (m) para cada hipótesis y se logra identificar la flecha máxima para un determinado vano lateral, asimismo considerando la respectiva DMS vertical estipulada en el CNE-S2011, servirán como valores de entrada para la determinación del pie de soporte (altura efectiva del conductor más bajo) y por ende la definición de la altura de las estructuras soporte (postes de concreto y/o torres de acero).

Por otro lado, se obtienen las cargas en kilogramos (kg) para cada hipótesis y se logra identificar la máxima carga para un determinado vano lateral, asimismo considerando los factores de sobrecarga estipulados en la normativa eléctrica vigente, servirán como data base para calcular los esfuerzos producidos por los conductores sobre las estructuras soporte, determinándose de esta manera la correcta selección de la carga de trabajo (kg) de las estructuras de concreto y por supuesto para la elaboración del árbol o diagrama de cargas como parte del diseño mecánico de las torres de acero autosoportadas.

A continuación, se muestran los cuadros de resultados de los CMC que representan la base del diseño mecánico de estructuras soporte y se evidencia que, para todos los conductores, la hipótesis 1 representa el porcentaje de templado definido (% EDS) y el resto de hipótesis no superan el esfuerzo máximo admisible establecido en 60% según lo establecido en la normativa eléctrica vigente:

Figura N° 19 Cálculo Mecánico del Conductor de 300 mm<sup>2</sup> AAAC - EDS : 15 %

Hipótesis de Cálculo (>45000 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 15%	5	0	0	15
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-10	0	25	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-10	55	12	-
IV	Máximo Viento	-5	120	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	60	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	1,360.35	1,360.36	0.01	2,047.85	2,047.97	0.03	2,022.04	2,022.07	0.01	1,800.93	1,800.95	0.01	69.64	69.76	0.15	15%	23%	22%	20%	1%
20	0	1,360.35	1,360.38	0.03	2,131.80	2,132.23	0.10	2,038.62	2,038.73	0.05	1,810.47	1,810.54	0.04	134.88	135.14	0.31	15%	24%	22%	20%	1%
30	0	1,360.35	1,360.41	0.07	2,247.45	2,248.37	0.21	2,064.58	2,064.83	0.12	1,825.57	1,825.72	0.10	196.17	196.56	0.47	15%	25%	23%	20%	2%
40	0	1,360.35	1,360.45	0.12	2,378.26	2,379.79	0.36	2,097.93	2,098.36	0.20	1,845.22	1,845.50	0.17	253.85	254.39	0.65	15%	26%	23%	20%	3%
50	0	1,360.35	1,360.51	0.19	2,514.51	2,516.77	0.53	2,136.63	2,137.28	0.31	1,868.34	1,868.77	0.27	308.20	308.90	0.84	15%	28%	24%	21%	3%
60	0	1,360.35	1,360.58	0.27	2,651.11	2,654.20	0.73	2,178.87	2,179.79	0.44	1,893.89	1,894.49	0.38	359.48	360.33	1.04	15%	29%	24%	21%	4%
70	0	1,360.35	1,360.66	0.37	2,785.48	2,789.50	0.94	2,223.17	2,224.40	0.58	1,920.95	1,921.76	0.51	407.87	408.90	1.24	15%	31%	25%	21%	5%
80	0	1,360.35	1,360.75	0.49	2,916.36	2,921.37	1.17	2,268.42	2,269.99	0.74	1,948.81	1,949.85	0.65	453.58	454.78	1.46	15%	32%	25%	22%	5%
90	0	1,360.35	1,360.86	0.62	3,043.15	3,049.22	1.42	2,313.78	2,315.74	0.92	1,976.87	1,978.17	0.82	496.76	498.16	1.69	15%	34%	26%	22%	5%
100	0	1,360.35	1,360.98	0.76	3,165.62	3,172.82	1.69	2,358.67	2,361.04	1.12	2,004.72	2,006.30	0.99	537.57	539.16	1.92	15%	35%	26%	22%	6%
110	0	1,360.35	1,361.11	0.92	3,283.71	3,292.12	1.97	2,402.67	2,405.48	1.33	2,032.05	2,033.93	1.19	576.15	577.95	2.17	15%	36%	27%	22%	6%
120	0	1,360.35	1,361.26	1.09	3,397.51	3,407.18	2.26	2,445.51	2,448.79	1.55	2,058.62	2,060.84	1.39	612.63	614.65	2.43	15%	38%	27%	23%	7%
130	0	1,360.35	1,361.41	1.28	3,507.12	3,518.11	2.57	2,486.98	2,490.77	1.79	2,084.31	2,086.88	1.61	647.13	649.37	2.70	15%	39%	27%	23%	7%
140	0	1,360.35	1,361.58	1.49	3,612.68	3,625.05	2.90	2,526.99	2,531.32	2.05	2,109.00	2,111.95	1.85	679.77	682.23	2.98	15%	40%	28%	23%	8%
150	0	1,360.35	1,361.76	1.71	3,714.34	3,728.16	3.24	2,565.48	2,570.37	2.32	2,132.65	2,135.99	2.10	710.64	713.35	3.28	15%	41%	28%	24%	8%
160	0	1,360.35	1,361.96	1.95	3,812.28	3,827.60	3.59	2,602.40	2,607.89	2.60	2,155.23	2,158.99	2.37	739.85	742.81	3.58	15%	42%	29%	24%	8%
170	0	1,360.35	1,362.17	2.20	3,906.63	3,923.51	3.95	2,637.78	2,643.89	2.89	2,176.74	2,180.95	2.64	767.49	770.72	3.90	15%	43%	29%	24%	8%
180	0	1,360.35	1,362.39	2.46	3,997.56	4,016.06	4.33	2,671.61	2,678.38	3.20	2,197.19	2,201.86	2.94	793.66	797.15	4.22	15%	44%	30%	24%	9%
190	0	1,360.35	1,362.62	2.74	4,085.21	4,105.38	4.72	2,703.95	2,711.40	3.53	2,216.61	2,221.77	3.24	818.43	822.21	4.56	15%	45%	30%	24%	9%
200	0	1,360.35	1,362.86	3.04	4,169.72	4,191.61	5.13	2,734.82	2,742.98	3.86	2,235.02	2,240.70	3.56	841.89	845.95	4.92	15%	46%	30%	25%	9%
210	0	1,360.35	1,363.12	3.35	4,251.22	4,274.90	5.54	2,764.29	2,773.18	4.21	2,252.47	2,258.68	3.90	864.10	868.47	5.28	15%	47%	31%	25%	10%
220	0	1,360.35	1,363.39	3.68	4,329.84	4,355.35	5.97	2,792.39	2,802.05	4.58	2,269.00	2,275.76	4.25	885.15	889.83	5.66	15%	48%	31%	25%	10%
230	0	1,360.35	1,363.68	4.02	4,405.70	4,433.10	6.42	2,819.18	2,829.65	4.96	2,284.64	2,291.98	4.61	905.10	910.10	6.05	15%	49%	31%	25%	10%
240	0	1,360.35	1,363.97	4.38	4,478.91	4,508.26	6.87	2,844.72	2,856.02	5.35	2,299.45	2,307.39	4.99	924.00	929.34	6.45	15%	50%	31%	25%	10%
250	0	1,360.35	1,364.28	4.75	4,549.57	4,580.93	7.34	2,869.06	2,881.22	5.75	2,313.45	2,322.02	5.38	941.92	947.60	6.87	15%	51%	32%	26%	10%

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 20 Cálculo Mecánico del Conductor de 300 mm<sup>2</sup> AAAC - EDS : 12 %

Hipótesis de Cálculo (>45000 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 12%	5	0	0	12
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-10	0	25	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-10	55	12	-
IV	Máximo Viento	-5	120	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	60	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	1,088.28	1,088.29	0.01	1,785.03	1,785.16	0.03	1,751.20	1,751.24	0.02	1,529.61	1,529.63	0.01	62.57	62.71	0.17	12%	20%	19%	17%	1%
20	0	1,088.28	1,088.31	0.04	1,888.09	1,888.58	0.11	1,771.02	1,771.15	0.06	1,541.13	1,541.21	0.05	121.97	122.25	0.34	12%	21%	20%	17%	1%
30	0	1,088.28	1,088.35	0.09	2,021.38	2,022.39	0.24	1,801.11	1,801.39	0.13	1,558.83	1,559.01	0.11	178.18	178.61	0.52	12%	22%	20%	17%	2%
40	0	1,088.28	1,088.41	0.15	2,164.54	2,166.23	0.39	1,838.35	1,838.83	0.23	1,580.99	1,581.31	0.20	231.26	231.85	0.72	12%	24%	20%	17%	3%
50	0	1,088.28	1,088.48	0.24	2,308.05	2,310.52	0.58	1,879.86	1,880.60	0.35	1,605.95	1,606.45	0.31	281.27	282.03	0.92	12%	25%	21%	18%	3%
60	0	1,088.28	1,088.56	0.34	2,447.80	2,451.16	0.79	1,923.41	1,924.45	0.49	1,632.32	1,633.02	0.44	328.32	329.25	1.13	12%	27%	21%	18%	4%
70	0	1,088.28	1,088.66	0.47	2,582.12	2,586.45	1.01	1,967.40	1,968.79	0.66	1,659.05	1,659.99	0.59	372.51	373.64	1.36	12%	29%	22%	18%	4%
80	0	1,088.28	1,088.78	0.61	2,710.41	2,715.79	1.26	2,010.78	2,012.55	0.84	1,685.41	1,686.61	0.76	413.99	415.31	1.60	12%	30%	22%	19%	5%
90	0	1,088.28	1,088.92	0.77	2,832.57	2,839.09	1.53	2,052.85	2,055.05	1.04	1,710.91	1,712.41	0.94	452.86	454.39	1.85	12%	31%	23%	19%	5%
100	0	1,088.28	1,089.07	0.95	2,948.73	2,956.47	1.81	2,093.21	2,095.87	1.26	1,735.25	1,737.08	1.15	489.28	491.02	2.11	12%	33%	23%	19%	5%
110	0	1,088.28	1,089.23	1.15	3,059.14	3,068.16	2.11	2,131.63	2,134.79	1.50	1,758.27	1,760.46	1.37	523.36	525.34	2.39	12%	34%	24%	19%	6%
120	0	1,088.28	1,089.41	1.37	3,164.05	3,174.43	2.43	2,168.00	2,171.70	1.75	1,779.90	1,782.46	1.61	563.62	545.38	2.59	12%	35%	24%	20%	6%
130	0	1,088.28	1,089.61	1.61	3,263.75	3,275.57	2.77	2,202.30	2,206.58	2.03	1,800.11	1,803.09	1.87	585.09	587.56	2.99	12%	36%	24%	20%	6%
140	0	1,088.28	1,089.82	1.86	3,358.53	3,371.85	3.12	2,234.55	2,239.44	2.32	1,818.94	1,822.36	2.15	612.98	615.71	3.31	12%	37%	25%	20%	7%
150	0	1,088.28	1,090.05	2.14	3,448.66	3,463.55	3.49	2,264.81	2,270.35	2.62	1,836.44	1,840.32	2.44	639.06	642.07	3.64	12%	38%	25%	20%	7%
160	0	1,088.28	1,090.29	2.43	3,534.39	3,550.92	3.87	2,293.17	2,299.40	2.95	1,852.66	1,857.04	2.75	663.44	666.74	3.99	12%	39%	25%	20%	7%
170	0	1,088.28	1,090.55	2.75	3,615.97	3,634.21	4.27	2,319.72	2,326.67	3.29	1,867.70	1,872.60	3.08	686.23	689.83	4.36	12%	40%	26%	21%	8%
180	0	1,088.28	1,090.83	3.08	3,693.63	3,713.64	4.69	2,344.56	2,352.27	3.65	1,881.62	1,887.08	3.43	707.54	711.46	4.74	12%	41%	26%	21%	8%
190	0	1,088.28	1,091.12	3.43	3,767.57	3,789.44	5.12	2,367.79	2,376.30	4.03	1,894.50	1,900.54	3.79	727.48	731.72	5.13	12%	42%	26%	21%	8%
200	0	1,088.28	1,091.42	3.80	3,838.01	3,861.80	5.57	2,389.52	2,398.86	4.42	1,906.43	1,913.08	4.18	746.12	750.71	5.55	12%	43%	26%	21%	8%
210	0	1,088.28	1,091.75	4.19	3,905.13	3,930.91	6.04	2,409.83	2,420.04	4.83	1,917.47	1,924.76	4.58	763.58	768.52	5.98	12%	43%	27%	21%	8%
220	0	1,088.28	1,092.08	4.60	3,969.12	3,996.95	6.52	2,428.83	2,439.95	5.26	1,927.69	1,935.66	5.00	779.91	785.22	6.42	12%	44%	27%	21%	9%
230	0	1,088.28	1,092.44	5.03	4,030.12	4,060.09	7.02	2,446.60	2,458.66	5.71	1,937.17	1,945.83	5.44	795.21	800.91	6.89	12%	45%	27%	21%	9%
240	0	1,088.28	1,092.81	5.48	4,088.31	4,120.48	7.53	2,463.23	2,476.28	6.18	1,945.95	1,955.34	5.90	809.55	815.64	7.36	12%	45%	27%	22%	9%
250	0	1,088.28	1,093.19	5.94	4,143.83	4,178.27	8.06	2,478.80	2,492.87	6.66	1,954.10	1,964.25	6.37	822.99	829.49	7.86	12%	46%	27%	22%	9%

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 21 Cálculo Mecánico del Conductor de 150 mm<sup>2</sup> AAAC - EDS : 15 %

Hipótesis de Cálculo (4000 - 4500 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 15%	5	0	0	15
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-5	0	12	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-5	50	6	-
IV	Máximo Viento	0	113	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	60	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	690.60	690.60	0.01	912.92	912.94	0.02	907.43	907.44	0.01	802.02	802.04	0.01	34.88	34.94	0.15	15%	20%	20%	17%	1%
20	0	690.60	690.61	0.03	933.76	933.86	0.07	913.18	913.22	0.05	813.42	813.47	0.06	67.46	67.59	0.30	15%	20%	20%	18%	1%
30	0	690.60	690.63	0.07	964.40	964.62	0.16	922.26	922.34	0.10	830.73	830.85	0.13	98.01	98.20	0.47	15%	21%	20%	18%	2%
40	0	690.60	690.65	0.12	1,001.14	1,001.52	0.27	934.04	934.19	0.18	852.21	852.41	0.22	126.72	126.98	0.64	15%	22%	20%	19%	3%
50	0	690.60	690.67	0.18	1,041.16	1,041.72	0.41	947.85	948.08	0.28	876.27	876.59	0.34	153.77	154.10	0.83	15%	23%	21%	19%	3%
60	0	690.60	690.71	0.26	1,082.57	1,083.35	0.57	963.07	963.40	0.39	901.73	902.18	0.47	179.27	179.69	1.02	15%	24%	21%	20%	4%
70	0	690.60	690.75	0.36	1,124.21	1,125.23	0.75	979.17	979.61	0.52	927.74	928.32	0.62	203.35	203.85	1.22	15%	24%	21%	20%	4%
80	0	690.60	690.79	0.47	1,165.37	1,166.67	0.94	995.72	996.28	0.67	953.72	954.46	0.79	226.11	226.69	1.44	15%	25%	22%	21%	5%
90	0	690.60	690.84	0.60	1,205.64	1,207.23	1.15	1,012.40	1,013.10	0.84	979.30	980.21	0.97	247.62	248.30	1.66	15%	26%	22%	21%	5%
100	0	690.60	690.90	0.73	1,244.79	1,246.68	1.38	1,028.97	1,029.82	1.02	1,004.24	1,005.34	1.17	267.97	268.74	1.89	15%	27%	22%	22%	6%
110	0	690.60	690.96	0.89	1,282.68	1,284.90	1.62	1,045.26	1,046.27	1.21	1,028.40	1,029.69	1.38	287.23	288.10	2.14	15%	28%	23%	22%	6%
120	0	690.60	691.03	1.06	1,319.24	1,321.82	1.87	1,061.13	1,062.32	1.42	1,051.69	1,053.20	1.61	305.46	306.44	2.39	15%	29%	23%	23%	7%
130	0	690.60	691.10	1.24	1,354.47	1,357.42	2.14	1,076.52	1,077.90	1.64	1,074.07	1,075.81	1.85	322.73	323.81	2.66	15%	29%	23%	23%	7%
140	0	690.60	691.18	1.44	1,388.37	1,391.70	2.42	1,091.36	1,092.94	1.88	1,095.53	1,097.50	2.10	339.08	340.27	2.94	15%	30%	24%	24%	7%
150	0	690.60	691.27	1.65	1,420.96	1,424.70	2.72	1,105.63	1,107.42	2.13	1,116.06	1,118.28	2.37	354.57	355.88	3.22	15%	31%	24%	24%	8%
160	0	690.60	691.36	1.88	1,452.27	1,456.43	3.03	1,119.31	1,121.32	2.40	1,135.68	1,138.17	2.65	369.25	370.68	3.52	15%	32%	24%	25%	8%
170	0	690.60	691.46	2.12	1,482.35	1,486.94	3.35	1,132.40	1,134.64	2.67	1,154.41	1,157.18	2.94	383.16	384.72	3.83	15%	32%	25%	25%	8%
180	0	690.60	691.57	2.38	1,511.22	1,516.28	3.68	1,144.89	1,147.38	2.96	1,172.29	1,175.34	3.25	396.35	398.04	4.15	15%	33%	25%	26%	9%
190	0	690.60	691.68	2.65	1,538.95	1,544.48	4.03	1,156.81	1,159.55	3.27	1,189.33	1,192.68	3.57	408.86	410.68	4.48	15%	34%	25%	26%	9%
200	0	690.60	691.79	2.94	1,565.57	1,571.60	4.39	1,168.17	1,171.17	3.59	1,205.58	1,209.25	3.90	420.72	422.68	4.83	15%	34%	25%	26%	9%
210	0	690.60	691.92	3.24	1,591.13	1,597.67	4.76	1,178.97	1,182.26	3.92	1,221.07	1,225.06	4.24	431.97	434.08	5.19	15%	35%	26%	27%	9%
220	0	690.60	692.04	3.56	1,615.66	1,622.73	5.15	1,189.26	1,192.83	4.26	1,235.83	1,240.15	4.60	442.65	444.90	5.55	15%	35%	26%	27%	10%
230	0	690.60	692.18	3.89	1,639.22	1,646.84	5.54	1,199.04	1,202.91	4.62	1,249.89	1,254.57	4.97	452.78	455.19	5.93	15%	36%	26%	27%	10%
240	0	690.60	692.32	4.23	1,661.84	1,670.02	5.96	1,208.34	1,212.52	5.00	1,263.30	1,268.33	5.36	462.40	464.97	6.33	15%	36%	26%	28%	10%
250	0	690.60	692.47	4.59	1,683.57	1,692.33	6.38	1,217.18	1,221.68	5.38	1,276.07	1,281.48	5.76	471.54	474.27	6.73	15%	37%	27%	28%	10%

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 22

Cálculo Mecánico del Conductor de 150 mm<sup>2</sup> AAAC - EDS : 12 %

Hipótesis de Cálculo (4000 - 4500 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 12%	5	0	0	12
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-5	0	12	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-5	50	6	-
IV	Máximo Viento	0	113	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	60	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	552.48	552.48	0.01	777.38	777.41	0.02	769.84	769.85	0.01	665.56	665.58	0.02	31.12	31.19	0.16	12%	17%	17%	14%	1%
20	0	552.48	552.49	0.04	804.32	804.44	0.09	777.03	777.07	0.05	681.13	681.19	0.07	60.63	60.77	0.33	12%	17%	17%	15%	1%
30	0	552.48	552.51	0.08	841.69	841.94	0.18	788.01	788.11	0.12	703.48	703.62	0.15	88.54	88.75	0.52	12%	18%	17%	15%	2%
40	0	552.48	552.54	0.15	884.02	884.45	0.31	801.71	801.89	0.21	729.57	729.81	0.26	114.90	115.19	0.71	12%	19%	17%	16%	3%
50	0	552.48	552.57	0.23	927.95	928.59	0.46	817.09	817.36	0.32	757.19	757.56	0.39	139.75	140.11	0.91	12%	20%	18%	16%	3%
60	0	552.48	552.61	0.33	971.64	972.52	0.64	833.31	833.68	0.45	784.99	785.50	0.54	163.14	163.59	1.12	12%	21%	18%	17%	4%
70	0	552.48	552.66	0.45	1,014.15	1,015.29	0.83	849.74	850.25	0.60	812.17	812.84	0.71	185.14	185.69	1.34	12%	22%	18%	18%	4%
80	0	552.48	552.72	0.59	1,055.00	1,056.43	1.04	865.97	866.62	0.77	838.32	839.16	0.90	205.81	206.45	1.58	12%	23%	19%	18%	4%
90	0	552.48	552.78	0.74	1,094.00	1,095.74	1.27	881.73	882.53	0.96	863.20	864.23	1.10	225.22	225.96	1.83	12%	24%	19%	19%	5%
100	0	552.48	552.85	0.92	1,131.07	1,133.15	1.52	896.82	897.80	1.17	886.73	887.97	1.32	243.43	244.28	2.09	12%	25%	20%	19%	5%
110	0	552.48	552.93	1.11	1,166.21	1,168.66	1.78	911.17	912.34	1.39	908.89	910.36	1.56	260.51	261.47	2.36	12%	25%	20%	20%	6%
120	0	552.48	553.02	1.32	1,199.49	1,202.33	2.06	924.72	926.09	1.63	929.70	931.41	1.82	276.52	277.59	2.64	12%	26%	20%	20%	6%
130	0	552.48	553.11	1.55	1,230.97	1,234.21	2.36	937.47	939.05	1.89	949.20	951.17	2.09	291.52	292.72	2.94	12%	27%	20%	21%	6%
140	0	552.48	553.21	1.80	1,260.73	1,264.40	2.67	949.41	951.22	2.16	967.47	969.70	2.38	305.58	306.90	3.26	12%	27%	21%	21%	7%
150	0	552.48	553.32	2.07	1,288.86	1,292.98	3.00	960.58	962.64	2.45	984.55	987.07	2.69	318.75	320.21	3.59	12%	28%	21%	21%	7%
160	0	552.48	553.44	2.35	1,315.44	1,320.03	3.34	971.01	973.32	2.76	1,000.53	1,003.35	3.01	331.09	332.68	3.93	12%	29%	21%	22%	7%
170	0	552.48	553.56	2.66	1,340.56	1,345.64	3.70	980.74	983.32	3.09	1,015.46	1,018.60	3.34	342.65	344.39	4.28	12%	29%	21%	22%	7%
180	0	552.48	553.69	2.98	1,364.30	1,369.90	4.08	989.80	992.67	3.43	1,029.42	1,032.90	3.70	353.48	355.37	4.66	12%	30%	22%	22%	8%
190	0	552.48	553.83	3.32	1,386.74	1,392.88	4.47	998.24	1,001.42	3.79	1,042.48	1,046.30	4.07	363.63	365.68	5.04	12%	30%	22%	23%	8%
200	0	552.48	553.97	3.68	1,407.96	1,414.66	4.88	1,006.11	1,009.60	4.17	1,054.69	1,058.88	4.46	373.14	375.35	5.45	12%	31%	22%	23%	8%
210	0	552.48	554.13	4.05	1,428.03	1,435.32	5.31	1,013.43	1,017.25	4.56	1,066.11	1,070.68	4.86	382.06	384.44	5.86	12%	31%	22%	23%	8%
220	0	552.48	554.29	4.45	1,447.01	1,454.91	5.75	1,020.26	1,024.42	4.97	1,076.80	1,081.77	5.28	390.43	392.99	6.30	12%	32%	22%	23%	9%
230	0	552.48	554.45	4.86	1,464.98	1,473.50	6.21	1,026.62	1,031.14	5.40	1,086.81	1,092.19	5.72	398.28	401.02	6.75	12%	32%	22%	24%	9%
240	0	552.48	554.63	5.29	1,481.98	1,491.15	6.68	1,032.55	1,037.45	5.85	1,096.19	1,101.99	6.18	405.65	408.58	7.21	12%	32%	23%	24%	9%
250	0	552.48	554.81	5.75	1,498.08	1,507.93	7.17	1,038.08	1,043.37	6.31	1,104.98	1,111.22	6.65	412.58	415.70	7.70	12%	33%	23%	24%	9%

Fuente: Elaboración Propia

Figura N° 23 Cálculo Mecánico del Cable OPGW - EDS : 17% (Área 3 > 4500 msnm)

Hipótesis de Cálculo (>45000 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 17%	5	0	0	17
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-10	0	25	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-10	55	12	-
IV	Máximo Viento	-5	120	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	25	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	952.34	952.34	0.01	1,275.63	1,275.73	0.03	1,257.13	1,257.15	0.01	1,154.62	1,154.63	0.01	552.29	552.29	0.01	17%	23%	22%	21%	10%
20	0	952.34	952.35	0.02	1,334.37	1,334.75	0.12	1,267.99	1,268.06	0.05	1,159.25	1,159.29	0.04	556.32	556.33	0.04	17%	24%	23%	21%	10%
30	0	952.34	952.36	0.05	1,414.75	1,415.57	0.25	1,285.17	1,285.34	0.12	1,166.74	1,166.82	0.09	562.66	562.70	0.08	17%	25%	23%	21%	10%
40	0	952.34	952.38	0.09	1,505.43	1,506.79	0.43	1,307.57	1,307.86	0.21	1,176.78	1,176.92	0.15	570.89	570.95	0.15	17%	27%	23%	21%	10%
50	0	952.34	952.40	0.14	1,600.01	1,602.01	0.63	1,334.02	1,334.47	0.32	1,189.01	1,189.23	0.24	580.52	580.62	0.23	17%	29%	24%	21%	10%
60	0	952.34	952.42	0.20	1,695.26	1,697.98	0.85	1,363.45	1,364.09	0.46	1,203.05	1,203.36	0.34	591.14	591.27	0.32	17%	30%	24%	21%	11%
70	0	952.34	952.45	0.27	1,789.58	1,793.09	1.10	1,394.96	1,395.81	0.61	1,218.51	1,218.93	0.46	602.38	602.55	0.43	17%	32%	25%	22%	11%
80	0	952.34	952.49	0.35	1,882.20	1,886.56	1.36	1,427.84	1,428.92	0.78	1,235.08	1,235.62	0.59	613.95	614.18	0.54	17%	34%	26%	22%	11%
90	0	952.34	952.53	0.44	1,972.76	1,978.03	1.64	1,461.53	1,462.86	0.96	1,252.45	1,253.12	0.74	625.64	625.92	0.68	17%	35%	26%	22%	11%
100	0	952.34	952.57	0.55	2,061.12	2,067.35	1.94	1,495.61	1,497.22	1.16	1,270.36	1,271.18	0.90	637.29	637.63	0.82	17%	37%	27%	23%	11%
110	0	952.34	952.62	0.66	2,147.26	2,154.49	2.26	1,529.78	1,531.68	1.37	1,288.62	1,289.59	1.07	648.78	649.19	0.97	17%	38%	27%	23%	12%
120	0	952.34	952.67	0.79	2,231.20	2,239.48	2.58	1,563.82	1,566.03	1.60	1,307.04	1,308.19	1.26	660.04	660.51	1.14	17%	40%	28%	23%	12%
130	0	952.34	952.73	0.93	2,313.01	2,322.38	2.93	1,597.54	1,600.08	1.83	1,325.50	1,326.83	1.45	671.00	671.55	1.32	17%	41%	29%	24%	12%
140	0	952.34	952.79	1.08	2,392.76	2,403.27	3.28	1,630.84	1,633.73	2.08	1,343.89	1,345.41	1.66	681.62	682.25	1.50	17%	43%	29%	24%	12%
150	0	952.34	952.86	1.23	2,470.54	2,482.22	3.65	1,663.63	1,666.87	2.34	1,362.11	1,363.83	1.88	691.90	692.61	1.70	17%	44%	30%	24%	12%
160	0	952.34	952.93	1.40	2,546.42	2,559.31	4.03	1,695.84	1,699.46	2.62	1,380.11	1,382.04	2.11	701.80	702.60	1.91	17%	46%	30%	25%	13%
170	0	952.34	953.00	1.59	2,620.48	2,634.63	4.42	1,727.43	1,731.45	2.90	1,397.82	1,399.97	2.36	711.33	712.22	2.12	17%	47%	31%	25%	13%
180	0	952.34	953.08	1.78	2,692.81	2,708.24	4.82	1,758.37	1,762.80	3.19	1,415.21	1,417.59	2.61	720.48	721.46	2.35	17%	48%	31%	25%	13%
190	0	952.34	953.17	1.98	2,763.46	2,780.22	5.23	1,788.66	1,793.50	3.50	1,432.26	1,434.88	2.87	729.27	730.35	2.59	17%	50%	32%	26%	13%
200	0	952.34	953.26	2.19	2,832.52	2,850.64	5.66	1,818.27	1,823.55	3.81	1,448.93	1,451.80	3.15	737.69	738.87	2.83	17%	51%	33%	26%	13%
210	0	952.34	953.35	2.42	2,900.05	2,919.56	6.09	1,847.20	1,852.94	4.14	1,465.21	1,468.34	3.43	745.75	747.05	3.09	17%	52%	33%	26%	13%
220	0	952.34	953.45	2.66	2,966.09	2,987.03	6.54	1,875.46	1,881.66	4.47	1,481.10	1,484.50	3.73	753.48	754.88	3.36	17%	53%	34%	26%	13%
230	0	952.34	953.55	2.90	3,030.72	3,053.12	6.99	1,903.06	1,909.73	4.82	1,496.59	1,500.26	4.03	760.86	762.38	3.63	17%	55%	34%	27%	14%
240	0	952.34	953.66	3.16	3,093.98	3,117.87	7.46	1,929.99	1,937.16	5.17	1,511.67	1,515.63	4.35	767.93	769.57	3.92	17%	56%	35%	27%	14%
250	0	952.34	953.77	3.43	3,155.92	3,181.33	7.94	1,956.26	1,963.94	5.54	1,526.35	1,530.60	4.67	774.69	776.46	4.22	17%	57%	35%	27%	14%

Fuente: Elaboración Propia



Figura N° 24 Cálculo Mecánico del OPGW - EDS : 17% (Área 2. 4000 – 4500 msnm)

Hipótesis de Cálculo (4000 - 4500 m.s.n.m.)		°C	km/h	Hielo	% Trot
I	Templado - EDS 17%	5	0	0	17
II	Mínima Temperatura (Solo Hielo)	-5	0	12	-
III	Combinado (Hielo y Viento)	-5	50	6	-
IV	Máximo Viento	0	113	0	-
V	Máxima Temperatura (Flecha Máxima)	25	0	0	-

Vano (m)	Desnivel (m)	Hipótesis I			Hipótesis II			Hipótesis III			Hipótesis IV			Hipótesis V			Hip.1	Hip.2	Hip.3	Hip.4	Hip.5
		H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	H (kg-f)	T (kg-f)	F (m)	%	%	%	%	%
10	0	952.34	952.34	0.01	1,156.96	1,156.98	0.01	1,154.11	1,154.12	0.01	1,054.26	1,054.27	0.01	552.29	552.29	0.01	17%	21%	21%	19%	10%
20	0	952.34	952.35	0.02	1,168.32	1,168.39	0.06	1,157.23	1,157.25	0.03	1,058.86	1,058.90	0.04	556.32	556.33	0.04	17%	21%	21%	19%	10%
30	0	952.34	952.36	0.05	1,186.18	1,186.34	0.12	1,162.30	1,162.37	0.08	1,066.29	1,066.36	0.09	562.66	562.70	0.08	17%	21%	21%	19%	10%
40	0	952.34	952.38	0.09	1,209.28	1,209.56	0.22	1,169.17	1,169.28	0.14	1,076.21	1,076.34	0.15	570.89	570.95	0.15	17%	22%	21%	19%	10%
50	0	952.34	952.40	0.14	1,236.35	1,236.78	0.33	1,177.63	1,177.80	0.21	1,088.24	1,088.44	0.24	580.52	580.62	0.23	17%	22%	21%	19%	10%
60	0	952.34	952.42	0.20	1,266.23	1,266.83	0.46	1,187.44	1,187.68	0.30	1,101.98	1,102.27	0.34	591.14	591.27	0.32	17%	23%	21%	20%	11%
70	0	952.34	952.45	0.27	1,297.99	1,298.79	0.61	1,198.38	1,198.71	0.41	1,117.06	1,117.44	0.46	602.38	602.55	0.43	17%	23%	21%	20%	11%
80	0	952.34	952.49	0.35	1,330.92	1,331.94	0.78	1,210.23	1,210.65	0.53	1,133.14	1,133.62	0.59	613.95	614.18	0.54	17%	24%	22%	20%	11%
90	0	952.34	952.53	0.44	1,364.47	1,365.73	0.97	1,222.78	1,223.31	0.66	1,149.91	1,150.52	0.73	625.64	625.92	0.68	17%	24%	22%	21%	11%
100	0	952.34	952.57	0.55	1,398.26	1,399.77	1.16	1,235.85	1,236.50	0.81	1,167.14	1,167.88	0.89	637.29	637.63	0.82	17%	25%	22%	21%	11%
110	0	952.34	952.62	0.66	1,431.99	1,433.78	1.38	1,249.28	1,250.06	0.97	1,184.63	1,185.51	1.06	648.78	649.19	0.97	17%	26%	22%	21%	12%
120	0	952.34	952.67	0.79	1,465.46	1,467.55	1.60	1,262.94	1,263.85	1.14	1,202.22	1,203.25	1.24	660.04	660.51	1.14	17%	26%	23%	21%	12%
130	0	952.34	952.73	0.93	1,498.53	1,500.92	1.84	1,276.71	1,277.77	1.33	1,219.78	1,220.97	1.44	671.00	671.55	1.32	17%	27%	23%	22%	12%
140	0	952.34	952.79	1.08	1,531.09	1,533.80	2.08	1,290.50	1,291.71	1.52	1,237.21	1,238.58	1.65	681.62	682.25	1.50	17%	27%	23%	22%	12%
150	0	952.34	952.86	1.23	1,563.07	1,566.12	2.34	1,304.22	1,305.61	1.73	1,254.43	1,255.98	1.86	691.90	692.61	1.70	17%	28%	23%	22%	12%
160	0	952.34	952.93	1.40	1,594.41	1,597.82	2.61	1,317.83	1,319.39	1.95	1,271.39	1,273.13	2.09	701.80	702.60	1.91	17%	29%	24%	23%	13%
170	0	952.34	953.00	1.59	1,625.10	1,628.87	2.90	1,331.27	1,333.01	2.17	1,288.04	1,289.98	2.33	711.33	712.22	2.12	17%	29%	24%	23%	13%
180	0	952.34	953.08	1.78	1,655.10	1,659.25	3.19	1,344.50	1,346.43	2.41	1,304.34	1,306.49	2.58	720.48	721.46	2.35	17%	30%	24%	23%	13%
190	0	952.34	953.17	1.98	1,684.41	1,688.95	3.49	1,357.48	1,359.62	2.66	1,320.28	1,322.65	2.84	729.27	730.35	2.59	17%	30%	24%	24%	13%
200	0	952.34	953.26	2.19	1,713.02	1,717.97	3.80	1,370.20	1,372.54	2.92	1,335.84	1,338.43	3.11	737.69	738.87	2.83	17%	31%	25%	24%	13%
210	0	952.34	953.35	2.42	1,740.94	1,746.31	4.12	1,382.64	1,385.20	3.20	1,351.00	1,353.82	3.39	745.75	747.05	3.09	17%	31%	25%	24%	13%
220	0	952.34	953.45	2.66	1,768.18	1,773.98	4.46	1,394.78	1,397.56	3.48	1,365.76	1,368.82	3.68	753.48	754.88	3.36	17%	32%	25%	24%	13%
230	0	952.34	953.55	2.90	1,794.73	1,800.98	4.80	1,406.61	1,409.63	3.77	1,380.11	1,383.42	3.98	760.86	762.38	3.63	17%	32%	25%	25%	14%
240	0	952.34	953.66	3.16	1,820.62	1,827.32	5.15	1,418.14	1,421.40	4.07	1,394.06	1,397.63	4.30	767.93	769.57	3.92	17%	33%	25%	25%	14%
250	0	952.34	953.77	3.43	1,845.85	1,853.02	5.51	1,429.35	1,432.86	4.38	1,407.61	1,411.45	4.62	774.69	776.46	4.22	17%	33%	26%	25%	14%

Fuente: Elaboración Propia

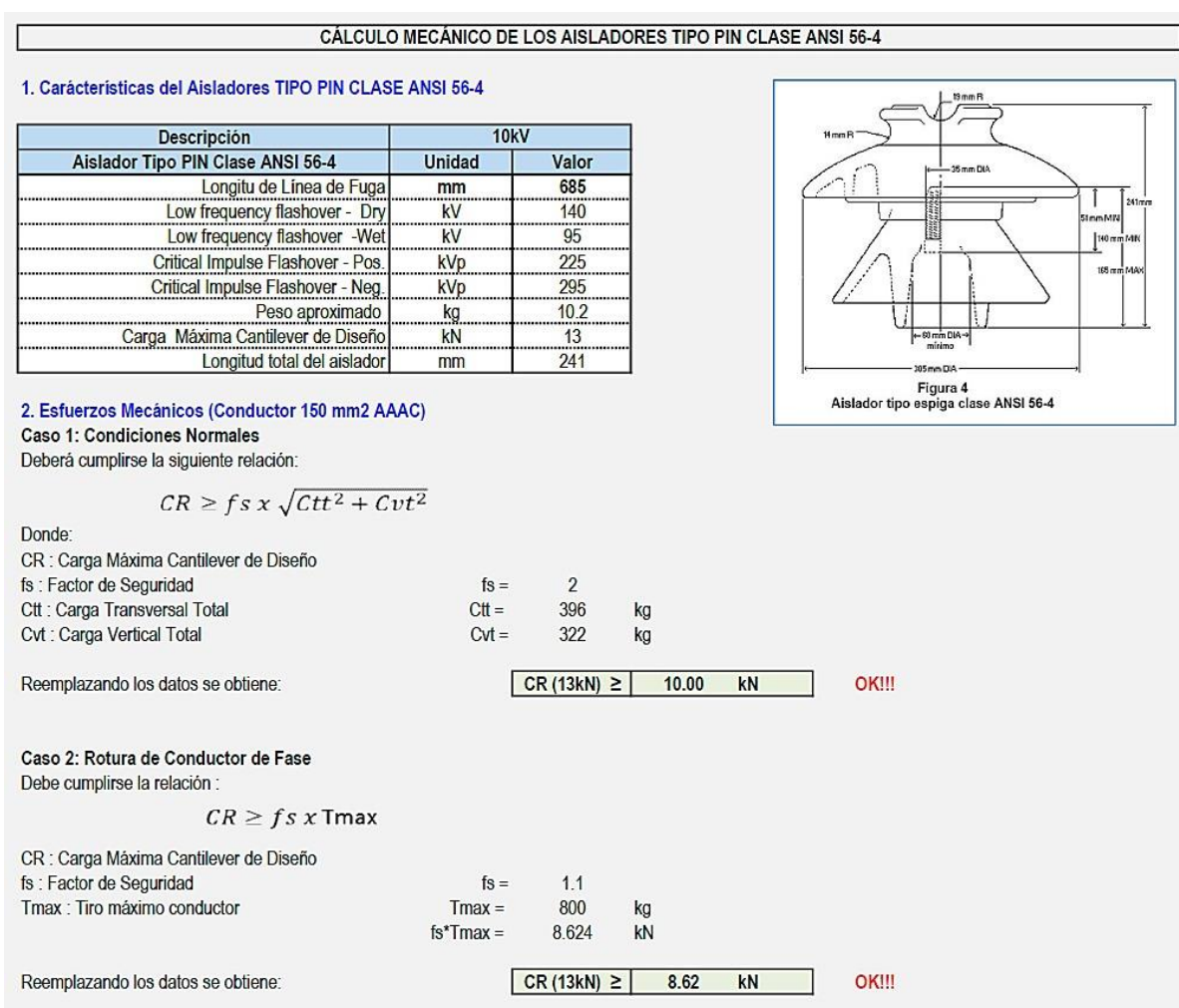
### 3.3.3 Cálculo Mecánico de Aisladores

Sobre la base de los resultados de coordinación de aislamiento, los aisladores seleccionados que se usarán en el proyecto son:

- Aislador tipo pin clase ANSI 56-4 para las estructuras de alineamiento.
- Cadena compuesta por dos aisladores tipo suspensión clase ANSI 52-3, para ser usada como cadenas de anclaje en las estructuras tipo angular, anclaje, terminal y/o transición.

A continuación, se muestra el cálculo mecánico de los aisladores seleccionados:

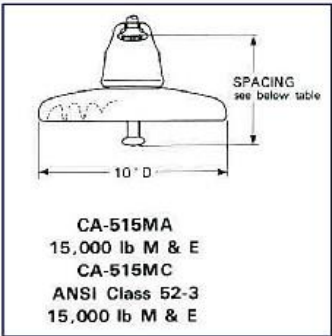
**Figura N° 25 Cálculo Mecánico del Aislador tipo pin clase ANSI 56-4**



**Fuente:** Elaboración Propia

Figura N° 26 Cálculo Mecánico del Aislador tipo suspensión clase ANSI 52-3

CÁLCULO MECÁNICO DE LOS AISLADORES TIPO SUSPENSIÓN CLASE ANSI 52-3 (2UND)		
1. Características del Aisladores TIPO SUSPENSIÓN CLASE ANSI 52-3 (2UND)		
Descripción	10kV	
Aislador Tipo Suspensión Clase ANSI 52-3 / 2Und	Unidad	Valor
Longitu de Línea de Fuga	mm	584
Low frequency flashover - Dry	kV	155
Low frequency flashover - Wet	kV	90
Critical Impulse Flashover - Pos.	kVp	245
Critical Impulse Flashover - Neg.	kVp	255
Peso aproximado	kg	6.5
N° de Aisladores	und	2
Carga Mecánica Nominal	kN	67
Diámetro del Disco	mm	254
Espaciamento (Altura)	mm	146
Longitud total del aislador (2 Discos)	mm	325



CA-515MA  
15,000 lb M & E  
CA-515MC  
ANSI Class 52-3  
15,000 lb M & E

2. Esfuerzos Mecánicos (Conductor 300 mm2 AAAC)		
Caso 1: Cadena de Suspensión		
Para cada cadena de suspensión deberá cumplirse la siguiente relación:		
$CR \geq fs \times \sqrt{Ctt^2 + Cvt^2}$		
Donde:		
CR : Carga de Rotura de la Cadena de Aisladores	fs =	2
fs : Factor de Seguridad	Ctt =	1005 kg
Ctt : Carga Transversal Total	Cvt =	572 kg
Cvt : Carga Vertical Total		
Reemplazando los datos se obtiene:	CR (67kN) ≥	22.66 kN OK!!!
Caso 2: Cadenas de Anclaje / Retención		
En las cadenas de anclaje debe cumplirse la relación :		
$CR \geq fs \times Tmax$		
CR : Carga de Rotura de la Cadena de Aisladores		
fs : Factor de Seguridad	fs =	2
Tmax : Tiro máximo conductor	Tmax =	1548 kg
	fs*Tmax =	30.341 kN
Reemplazando los datos se obtiene:	CR (67kN) ≥	30.34 kN OK!!!

Fuente: Elaboración Propia

### 3.3.4 Selección de Retenidas

Con el objetivo de compensar los esfuerzos producidos por los conductores de fase, se plantea el uso de vientos, las cuales serán cables de acero Siemens Martin de 13 mm (1/2") de diámetro, con un tiro de rotura de 5486.2 kg.

#### 3.3.4.1 Consideraciones para Retenidas

Se consideran los siguientes factores de seguridad para:

- Condiciones Normales : 2,0
- Condiciones Anormales : 1,5

Se debe tener en cuenta que el ángulo formado entre el poste y los vientos, no serán menores de 37 grados.

La resistencia mecánica de los elementos que componen la retenida no serán menores que la requerida por el cable de acero de la retenida.

#### **3.3.4.2 Cálculo de Vientos**

El uso de retenidas se llevará a cabo cuando los esfuerzos producidos por los conductores sean mayores a la carga de trabajo que los postes pueden resistir. El dimensionamiento de las retenidas valida que el esfuerzo sobre ellas no supere el máximo tiro e inclusive considerando los respectivos factores de seguridad.

En este apartado, se calculará las dimensiones del bloque de anclaje que logren obtener valores de seguridad que generalmente se consideran en diseños de línea eléctricas.

Los datos para el cálculo de anclaje son:

- Bloque de anclaje : 50 x 50 x 20 cm
- Tiro de rotura de la retenida : 5486.2 kg
- Inclinación de la varilla : 37°

A continuación, se muestra el cálculo mecánico de las retenidas:

Figura N° 27

## Cálculo Mecánico de la Retenida Inclinada

## CALCULO MECÁNICO DE LA RETENIDA INCLINADA

## 1. PREMISAS

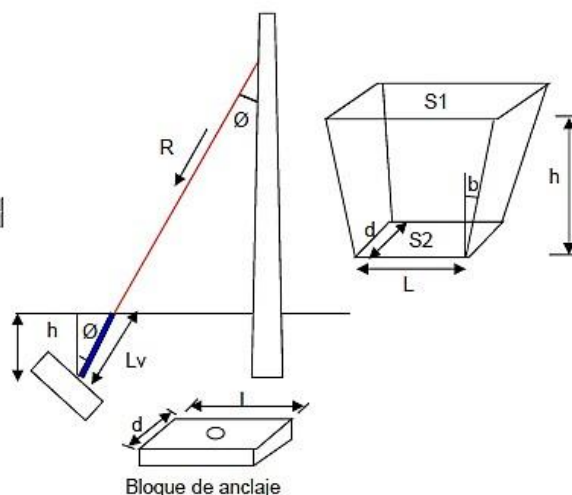
Tr = Tiro de rotura de la retenida (kg)=	5486.2
Cs = Coeficiente de seguridad =	2
D = Diametro del cable de retenida =	13mmØ
L = Longitud del Bloque (cm)=	50
Ø = Angulo de la retenida (°)=	37
R = Tiro de trabajo de la retenida (kg)=	2743.1
p = Densidad del terreno (kg/m3)=	1550
b = Angulo de deslizamiento del terreno (°)=	18.5
Tipo de Red =	Primaria

## 2. FORMULAS DE CALCULO

$$d \geq \frac{R}{1.5 * L} \quad Lv = \frac{h}{\cos \theta} \quad S_2 = L^2$$

$$h \geq \left( \frac{R * \text{Sen} \theta}{8.65 * L} \right)^{1/2} \quad S_1 = (L + 2 * h * \text{Tan}(b))^2$$

$$V = \frac{h}{3} * (S_1 + S_2 + \sqrt{S_1 * S_2})$$

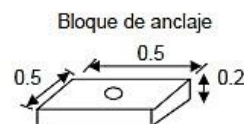


## 3. RESULTADOS

Ancho del Bloque (d)=	36.57	cm
Altura de enterramiento de la varilla (h)=	1.95	m
Longitud de la varilla (Lv)=	2.45	m
Area 1 (S1)=	3.27	m2
Area 2 (S2)=	0.25	m2
Volumen de tierra (V)=	2.88	m3
Peso del volumen de tierra (Pv)=	4462.02	kg
Coeficiente de seguridad=	1.63	OK

## 4. CONCLUSIONES

Puede optarse por un Bloque de:	0.5x0.5x0.2m
Una de Varilla de anclaje de:	2.4m x 16mmØ



Fuente: Elaboración Propia

## 3.3.5 Diseño Mecánico de Torres de Acero

## 3.3.5.1 Tipos de Estructuras

El proyecto recorre por la zona rural típica de la Sierra, sin contaminación severa, se utilizará estructuras similares a las estructuras existentes del siguiente tipo de material:

- Torres metálicas de celosía, para conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC

La línea es simple terna y se debe tener en cuenta:

- El número de ángulos a lo largo de la línea.
- La configuración del terreno.
- La longitud de la línea.

- Los tipos de estructuras que se utilizarán serán: alineamiento, ángulo intermedio, ángulo fuerte y transición aéreo-subterránea.

**Cuadro N° 26 Tipos de Armados – Torres de Acero**

Tipo	Descripción	Ángulo Topográfico	Esfuerzo
TR	Torre de Transición Aéreo - Subterráneo	0°	Normal
TS	Torre de Suspensión	0 - 3°	Normal
TA1	Torre de Ángulo Menor	3 - 30°	Normal
TA1	Torre de Ángulo Medio	30° - 60°	Normal
TA3	Torre de Ángulo Fuerte	60° - 90°	Normal

**Fuente:** Elaboración Propia

### 3.3.5.2 Esfuerzos o Cargas Mecánicas sobre las Torres

El diseño mecánico de las estructuras de acero se realiza a fin de obtener las cargas en las diversas alturas de las torres, de manera que, El Fabricante contemple las condiciones más desfavorables para el óptimo diseño estructural de las estructuras de acero autosoportadas, asociadas a las cargas y/o esfuerzos producidos por los conductores de fase y cable de guarda, según:

- **Esfuerzos Horizontales:** Carga producida por el viento sobre los conductores y las estructuras, asimismo la carga debido a la tracción del conductor según los ángulos de los diversos armados.
- **Esfuerzos Verticales:** Carga vertical producida por el peso de los conductores, manguito de hielo, ferretería, accesorios y peso adicional de una persona para montaje y/o mantenimiento.
- **Esfuerzos Longitudinales:** Cargas producidas por cada uno de los vanos a ambos lados de la estructura y para cada una de las hipótesis de diseño.

### 3.3.5.3 Diseño Mecánico de la Torre de Suspensión “TS”

Las prestaciones máximas de la torre tipo “TS” son las siguientes:

- Vano Viento: 250 m
- Vano Gravante: 350 m
- Vano Máximo Lateral: 250 m
- Ángulo Topográfico: 0° - 3°

Las hipótesis de cálculo para la elaboración del diagrama de cargas para la torre tipo “TS”, son las que se detallan a continuación:

- **Hipótesis I:** Condiciones Normales para Ángulo  $0^\circ$  (Máximo Viento)
- **Hipótesis II:** Condiciones Normales para Ángulo  $3^\circ$  (Máximo Viento)
- **Hipótesis III:** Condiciones Normales para Ángulo  $3^\circ$  (Viento + Hielo)
- **Hipótesis IV:** Condiciones Normales para Ángulo  $3^\circ$  (Solo Hielo)
- **Hipótesis V:** Rotura del cable de guarda (OPGW)
- **Hipótesis VI:** Rotura del conductor de fase C1
- **Hipótesis VII:** Rotura del conductor de fase C2
- **Hipótesis VIII:** Rotura del conductor de fase C3

#### **3.3.5.4 Resultados del Diseño Mecánico de Torre “TS”**

Los diagramas de carga que se muestran líneas abajo se han elaborado en relación a las prestaciones máximas de la torre, resultados de los CMC, configuración geométrica de la estructura y los siguientes factores de sobrecarga estipulados en la sección 25 del CNE-S2011:

- Factor de Sobrecarga transversal debido al Viento = 2.2
- Factor de Sobrecarga transversal debido al tiro del conductor = 1.1
- Factor de Sobrecarga Longitudinal = 1.1
- Factor de Sobrecarga Vertical = 1.5

**Cuadro N° 27 Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TS”****Análisis Mecánico de la Torre "TS" (CARGAS MAYORADAS)**

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	6	7	8	H (TS+6)	H (TS+3)	H (TS+0)
OPGW	T	510	693	482	183	27	55	55	55	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	1047	0	0	0			
	V	244	244	709	1856	244	244	244	244			
C1	T	857	1121	636	264	78	39	78	78	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	0	1496	0	0			
	V	609	609	1239	2417	459	459	459	459			
C2	T	857	1121	636	264	78	78	39	78	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	0	0	1496	0			
	V	459	459	1089	2417	459	459	459	459			
C3	T	857	1121	636	264	78	78	78	39	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	0	0	0	1496			
	V	459	459	1089	2417	459	459	459	459			
Viento - estructura		Tv	857	857	180	0	0	0	0	8.9	7.7	6.5

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 28 Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre “TS”****Análisis Mecánico de la Torre "TS" (CARGAS SIN MAYORAR)**

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	6	7	8	H (TS+6)	H (TS+3)	H (TS+0)
OPGW	T	232	398	303	167	25	50	50	50	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	952	0	0	0			
	V	171	171	481	1246	171	171	171	171			
C1	T	390	629	409	240	71	36	71	71	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	0	1360	0	0			
	V	414	414	835	1620	314	314	314	314			
C2	T	390	629	409	240	71	71	36	71	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	0	0	1360	0			
	V	314	314	735	1620	314	314	314	314			
C3	T	390	629	409	240	71	71	71	36	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	0	0	0	1360			
	V	314	314	735	1620	314	314	314	314			
Viento - estructura		Tv	857	857	180	0	0	0	0	8.9	7.7	6.5

Fuente: Elaboración Propia

**3.3.5.5 Diseño Mecánico de Torres Angulares “TA1”, “TA2” y “TA3”**

Las prestaciones máximas de las torres tipo “TA1”, “TA2” y “TA3” son las siguientes:

- Vano Viento: 250 m
- Vano Gravante: 350 m
- Vano Máximo Lateral: 250 m
- Ángulo Topográfico: 3°- 30°, para torre angular tipo “TA1”



- Ángulo Topográfico: 30° - 60°, para torre angular tipo “TA2”
- Ángulo Topográfico: 60° - 90°, para torre angular tipo “TA3”

Las hipótesis de cálculo para la elaboración del diagrama de cargas para la torre angulares tipo “TA1”, son las que se detallan a continuación:

- **Hipótesis I:** Condición para Ángulo 3° (Máximo Viento)
- **Hipótesis II:** Condición para Ángulo 30° (Máximo Viento)
- **Hipótesis III:** Condición para Ángulo 30° (Viento + Hielo)
- **Hipótesis IV:** Condición para Ángulo 30° (Solo Hielo)
- **Hipótesis V:** Condición para Anclaje 30°

Las hipótesis de cálculo para la elaboración del diagrama de cargas para la torre angulares tipo “TA2”, son las que se detallan a continuación:

- **Hipótesis I:** Condición para Ángulo 30° (Máximo Viento)
- **Hipótesis II:** Condición para Ángulo 60° (Máximo Viento)
- **Hipótesis III:** Condición para Ángulo 60° (Viento + Hielo)
- **Hipótesis IV:** Condición para Ángulo 60° (Solo Hielo)
- **Hipótesis V:** Condición para Anclaje 60°

Las hipótesis de cálculo para la elaboración del diagrama de cargas para la torre angulares tipo “TA3”, son las que se detallan a continuación:

- **Hipótesis I:** Condición para Ángulo 60° (Máximo Viento)
- **Hipótesis II:** Condición para Ángulo 90° (Máximo Viento)
- **Hipótesis III:** Condición para Ángulo 90° (Viento + Hielo)
- **Hipótesis IV:** Condición para Ángulo 90° (Solo Hielo)
- **Hipótesis V:** Condición para Anclaje 90°

### 3.3.5.6 Resultados del Diseño Mecánico de Torres “TA1”, “TA2” y “TA3”

Los diagramas de carga que se muestran líneas abajo se han elaborado en relación a las prestaciones máximas de las torres, resultados de los cálculos mecánicos de conductores, configuración geométrica de cada estructura y los siguientes factores de sobrecarga estipulados en la sección 25 del CNE-S2011:

- Factor de Sobrecarga transversal debido al Viento = 2.2
- Factor de Sobrecarga transversal debido al tiro del conductor = 1.1
- Factor de Sobrecarga Longitudinal = 1.1
- Factor de Sobrecarga Vertical = 1.5

**Cuadro N° 29 Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre "TA1"**

<b>Análisis Mecánico de la Torre "TA1" (CARGAS MAYORADAS)</b>									
<b>Hipótesis de Cálculo</b>		<b>1</b>	<b>2</b>	<b>3</b>	<b>4</b>	<b>5</b>	<b>H (TA1+6)</b>	<b>H (TA1+3)</b>	<b>H (TA1+0)</b>
OPGW - 1	T	347	1152	1050	906	181	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	675			
	V	135	135	367	1706	135			
OPGW - 2	T	347	1152	1050	906	0	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	0			
	V	135	135	367	1706	0			
C 1 - R	T	560	1718	1484	1304	258	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	964			
	V	392	392	707	1856	392			
C 2 - R	T	560	1718	1484	1304	0	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
C 3 - S	T	560	1718	1484	1304	258	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	964			
	V	242	242	557	1706	242			
C 4 - S	T	560	1718	1484	1304	0	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
C 5 - T	T	560	1718	1484	1304	258	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	964			
	V	242	242	557	1706	242			
C 6 - T	T	560	1718	1484	1304	0	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

**Fuente:** Elaboración Propia

Cuadro N° 30 Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre "TA1"

## Análisis Mecánico de la Torre "TA1" (CARGAS SIN MAYORAR)

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	H (TA1+6)	H (TA1+3)	H (TA1+0)
OPGW - 1	T	199	935	889	823	164	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	613			
	V	98	98	253	1146	98			
OPGW - 2	T	199	935	889	823	0	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	0			
	V	98	98	253	1146	0			
C 1 - R	T	315	1374	1267	1186	235	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	876			
	V	270	270	480	1246	270			
C 2 - R	T	315	1374	1267	1186	0	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	0			
	V	170	170	380	1146	0			
C 3 - S	T	315	1374	1267	1186	235	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	876			
	V	170	170	380	1146	170			
C 4 - S	T	315	1374	1267	1186	0	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	0			
	V	170	170	380	1146	0			
C 5 - T	T	315	1374	1267	1186	235	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	876			
	V	170	170	380	1146	170			
C 6 - T	T	315	1374	1267	1186	0	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	0			
	V	170	170	380	1146	0			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 31 Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre "TA2"

## Análisis Mecánico de la Torre "TA2" (CARGAS MAYORADAS)

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	H (TA2+6)	H (TA2+3)	H (TA2+0)
OPGW - 1	T	1152	1971	1879	1750	349	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	605			
	V	135	135	367	1706	135			
OPGW - 2	T	1152	1971	1879	1750	0	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0	0			
	V	135	135	367	1706	0			
C 1 - R	T	1718	2891	2681	2520	499	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	864			
	V	392	392	707	1856	392			
C 2 - R	T	1718	2891	2681	2520	0	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
C 3 - S	T	1718	2891	2681	2520	499	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	864			
	V	242	242	557	1706	242			
C 4 - S	T	1718	2891	2681	2520	0	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
C 5 - T	T	1718	2891	2681	2520	499	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	864			
	V	242	242	557	1706	242			
C 6 - T	T	1718	2891	2681	2520	0	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0	0			
	V	242	242	557	1706	0			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

Fuente: Elaboración Propia

Cuadro N° 32 Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre "TA2"

## Análisis Mecánico de la Torre "TA2" (CARGAS SIN MAYORAR)

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	H (TA2+6)	H (TA2+3)	H (TA2+0)
OPGW - 1	T	935	1691	1649	1591	317			
	L	0	0	0	0	550	24.0	21.0	18.0
	V	98	98	253	1146	98			
OPGW - 2	T	935	1691	1649	1591	0			
	L	0	0	0	0	0	24.0	21.0	18.0
	V	98	98	253	1146	0			
C 1 - R	T	1374	2459	2364	2291	453			
	L	0	0	0	0	785	20.7	17.7	14.7
	V	270	270	480	1246	270			
C 2 - R	T	1374	2459	2364	2291	0			
	L	0	0	0	0	0	20.7	17.7	14.7
	V	170	170	380	1146	0			
C 3 - S	T	1374	2459	2364	2291	453			
	L	0	0	0	0	785	19.5	16.5	13.5
	V	170	170	380	1146	170			
C 4 - S	T	1374	2459	2364	2291	0			
	L	0	0	0	0	0	19.5	16.5	13.5
	V	170	170	380	1146	0			
C 5 - T	T	1374	2459	2364	2291	453			
	L	0	0	0	0	785	18.3	15.3	12.3
	V	170	170	380	1146	170			
C 6 - T	T	1374	2459	2364	2291	0			
	L	0	0	0	0	0	18.3	15.3	12.3
	V	170	170	380	1146	0			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 33 Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre "TA3"****Análisis Mecánico de la Torre "TA3" (CARGAS MAYORADAS)**

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	H (TA3+6)	H (TA3+3)	H (TA3+0)
OPGW - 1	T	1971	255	150	0	0	24.0	21.0	18.0
	L	0	3499	3499	3499	1048			
	V	135	135	367	1706	135			
OPGW - 2	T	1971	3499	3499	3499	1048	24.0	21.0	18.0
	L	0	255	150	0	0			
	V	135	135	367	1706	135			
C 1 - R	T	2891	429	186	0	0	20.7	17.7	14.7
	L	0	5039	5039	5039	1496			
	V	392	392	707	2417	392			
C 2 - R	T	2891	5039	5039	5039	1496	20.7	17.7	14.7
	L	0	429	186	0	0			
	V	242	242	557	2267	242			
C 3 - S	T	2891	429	186	0	0	19.5	16.5	13.5
	L	0	5039	5039	5039	1496			
	V	242	242	557	2267	242			
C 4 - S	T	2891	5039	5039	5039	1496	19.5	16.5	13.5
	L	0	429	186	0	0			
	V	242	242	557	2267	242			
C 5 - T	T	2891	429	186	0	0	18.3	15.3	12.3
	L	0	5039	5039	5039	1496			
	V	242	242	557	2267	242			
C 6 - T	T	2891	5039	5039	5039	1496	18.3	15.3	12.3
	L	0	429	186	0	0			
	V	242	242	557	2267	242			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

**Fuente:** Elaboración Propia

Cuadro N° 34 Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre "TA3"

## Análisis Mecánico de la Torre "TA3" (CARGAS SIN MAYORAR)

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	5	H (TA3+6)	H (TA3+3)	H (TA3+0)
OPGW - 1	T	1691	116	68	0	0			
	L	0	3181	3181	3181	952	24.0	21.0	18.0
	V	98	98	253	1146	98			
OPGW - 2	T	1691	3181	3181	3181	952			
	L	0	116	68	0	0	24.0	21.0	18.0
	V	98	98	253	1146	98			
C 1 - R	T	2459	195	85	0	0			
	L	0	4581	4581	4581	1360	20.7	17.7	14.7
	V	270	270	480	1620	270			
C 2 - R	T	2459	4581	4581	4581	1360			
	L	0	195	85	0	0	20.7	17.7	14.7
	V	170	170	380	1520	170			
C 3 - S	T	2459	195	85	0	0			
	L	0	4581	4581	4581	1360	19.5	16.5	13.5
	V	170	170	380	1520	170			
C 4 - S	T	2459	4581	4581	4581	1360			
	L	0	195	85	0	0	19.5	16.5	13.5
	V	170	170	380	1520	170			
C 5 - T	T	2459	195	85	0	0			
	L	0	4581	4581	4581	1360	18.3	15.3	12.3
	V	170	170	380	1520	170			
C 6 - T	T	2459	4581	4581	4581	1360			
	L	0	195	85	0	0	18.3	15.3	12.3
	V	170	170	380	1520	170			
Viento - estructura	Tv	961	961	202	0	0	9.15	7.94	6.73

Fuente: Elaboración Propia

## 3.3.5.7 Diseño Mecánico de Torre de Transición "TR"

Las prestaciones máximas de la torre tipo "TR" son las siguientes:

- Vano Viento: 100 m
- Vano Gravante: 150 m
- Vano Máximo Lateral: 100 m
- Ángulo Topográfico: 0°

Las hipótesis de cálculo para la elaboración del diagrama de cargas para la torre tipo "TR", son las que se detallan a continuación:

- **Hipótesis I:** Condición Terminal para Ángulo 0° (Máximo Viento)
- **Hipótesis II:** Condición Terminal para Ángulo 0° (Viento + Hielo)

- **Hipótesis III:** Condición Terminal para Ángulo 0° (Solo Hielo)
- **Hipótesis IV:** Condición para Anclaje 0°

### 3.3.5.8 Resultados del Diseño Mecánico de Torre “TR”

Los diagramas de carga que se muestran líneas abajo se han elaborado en relación a las prestaciones máximas de la torre, resultados de los CMC, configuración geométrica de la estructura y los siguientes factores de sobrecarga estipulados en la sección 25 del CNE-S2011:

- Factor de Sobrecarga transversal debido al Viento = 2.2
- Factor de Sobrecarga transversal debido al tiro del conductor = 1.1
- Factor de Sobrecarga Longitudinal = 1.1
- Factor de Sobrecarga Vertical = 1.5

**Cuadro N° 35 Diagrama de Cargas Mayoradas de la Torre “TR”**

Análisis Mecánico de la Torre "TR" (CARGAS MAYORADAS)									
Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	H (TR+6)	H (TR+3)	H (TR+0)	
OPGW - 1	T	102	60	0	0	24.0	21.0	18.0	
	L	2274	2274	2274	1048				
	V	72	171	745	72				
OPGW - 2	T	0	0	0	0	24.0	21.0	18.0	
	L	0	0	0	0				
	V	0	0	0	0				
C 1 - R	T	171	74	0	0	20.7	17.7	14.7	
	L	3490	3490	3490	1496				
	V	268	403	1136	268				
C 2 - R	T	0	0	0	0	20.7	17.7	14.7	
	L	0	0	0	0				
	V	0	0	0	0				
C 3 - S	T	171	74	0	0	19.5	16.5	13.5	
	L	3490	3490	3490	1496				
	V	118	253	986	118				
C 4 - S	T	0	0	0	0	19.5	16.5	13.5	
	L	0	0	0	0				
	V	0	0	0	0				
C 5 - T	T	171	74	0	0	18.3	15.3	12.3	
	L	3490	3490	3490	1496				
	V	118	253	986	118				
C 6 - T	T	0	0	0	0	18.3	15.3	12.3	
	L	0	0	0	0				
	V	0	0	0	0				
Viento - estructura		Tv	857	180	0	0	8.91	7.73	6.55

Fuente: Elaboración Propia



**Cuadro N° 36 Diagrama de Cargas Sin Mayorar de la Torre "TR"****Análisis Mecánico de la Torre "TR" (CARGAS SIN MAYORAR)**

Hipótesis de Cálculo		1	2	3	4	H (TR+6)	H (TR+3)	H (TR+0)
OPGW - 1	T	46	27	0	0	24.0	21.0	18.0
	L	2067	2067	2067	952			
	V	56	123	505	56			
OPGW - 2	T	0	0	0	0	24.0	21.0	18.0
	L	0	0	0	0			
	V	0	0	0	0			
C 1 - R	T	78	34	0	0	20.7	17.7	14.7
	L	3173	3173	3173	1360			
	V	187	277	766	187			
C 2 - R	T	0	0	0	0	20.7	17.7	14.7
	L	0	0	0	0			
	V	0	0	0	0			
C 3 - S	T	78	34	0	0	19.5	16.5	13.5
	L	3173	3173	3173	1360			
	V	87	177	666	87			
C 4 - S	T	0	0	0	0	19.5	16.5	13.5
	L	0	0	0	0			
	V	0	0	0	0			
C 5 - T	T	78	34	0	0	18.3	15.3	12.3
	L	3173	3173	3173	1360			
	V	87	177	666	87			
C 6 - T	T	0	0	0	0	18.3	15.3	12.3
	L	0	0	0	0			
	V	0	0	0	0			
Viento - estructura	Tv	857	180	0	0	8.91	7.73	6.55

**Fuente:** Elaboración Propia

### 3.4 DESCRIPCIÓN DEL DISEÑO ELECTROMECÁNICO DE LA LÍNEA 10KV

#### 3.4.1 Características Principales de la Línea 10kV

Cuadro N° 37 Datos Técnicos de la Línea 10kV

LÍNEA DE DISTRIBUCIÓN 10 kV.	
Longitud total	5.75 km
Tensión Nominal	10 kV
Potencia máxima a transmitir	10 MVA
Sistema	Aéreo - Subterráneo
Frecuencia del sistema	60 Hz
Numero de fases	Trifásico de 3 hilos
Numero de ternas	Una (01)
Tipo de Conductor Subterráneo	N2XSY 8.7/15kV de 240 mm <sup>2</sup>
Tipo de Conductor Áereo	AAAC de 150 mm <sup>2</sup> y 300 mm <sup>2</sup>
Cable de fibra Óptica	OPGW / ADSS, 24 hilos monomodo
Estructuras de soporte	Torres de Acero 18/21m y Postes C.A.C. 15m/500daN
Configuración	Triangular y Vertical
Retenidas	A°G° 13mmΦ, 7 hilos
Aisladores	Pin y Standard de Porcelana
Puesta a Tierra	Pozos de tierra y contrapeso de cobre de 35mm <sup>2</sup>

Fuente: Elaboración Propia

#### 3.4.2 Descripción de la Ruta de Línea

El trazo de ruta de la línea eléctrica ha sido desarrollado en base a la visita a campo, coordinaciones con representantes de la Unidad Minera y cumpliendo los criterios indicados en el ítem precedente.

La descripción de la ruta de línea es la siguiente:

- **Tramo Subterráneo (0.5 km):** Inicia en la SE San Rafael 138/10kV y culmina en el vértice N°1, en la cual se ha proyectado instalar una torre autosoportada de transición aéreo – subterráneo “TR” como primera estructura, dando inicio al tramo aéreo de la línea de media tensión en 10kV.
- **Trazo V1 al V4 (0.4 km):** La línea aérea inicia en la primera torre tipo “TR” (transición aérea – subterráneo), en dirección nor-este, con un recorrido paralelo al acceso aledaño a fin de bordear las oficinas y/o almacenes existentes cuya infraestructura es tipo hangar o similar.

- **Trazo V4 al V10 (2.8 km):** Este tramo de línea cambia de dirección de nor-este hacia el sur, recorriendo las dunas que forman parte del área de concesión de la Unidad Minera y cuyo recorrido es paralelo a la línea doble terna existente 10kV.
- **Trazo V10 al V10.3 (0.8 km):** La línea cambia de dirección hacia el sur-este, continuando su recorriendo por las dunas que forman parte del área de concesión de la Unidad Minera y llegando hasta el vértice de derivación para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Tratamiento de Agua.
- **Trazo V10.3 al V10.3.2 (0.1 km):** La derivación de la línea cambia de dirección hacia el sur-oeste, recorriendo las dunas a desnivel desde la cota 4430 hasta los 4410 m.s.n.m. llegando al Sistema de Tratamiento de Agua de la UMRP.
- **Trazo V10.3 al V10.4 (0.2 km):** La línea mantiene su dirección hacia el sur-este, continuando su recorriendo por las dunas que forman parte del área de concesión y llegando hasta el vértice de derivación para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua Recuperada.
- **Trazo V10.4 al V10.4.5 (0.5 km):** La derivación de la línea cambia de dirección hacia el sur-oeste, recorriendo las dunas a desnivel desde la cota 4420 hasta los 4376 msnm llegando al Sistema de Bombeo de Agua Recuperada [Transformador N°1 (V10.4.5) y Transformador N°2 (V10.4.3)].
- **Trazo V10.4 al V10.6 (0.5 km):** Este tramo de línea continua su recorrido hacia el sur-este, recorriendo las dunas que forman parte del área de concesión de la Unidad Minera y a su vez bordea la existencia de una zona arqueológica enmallada para lograr llegar hasta el fin de línea (V10.6) y ubicación de la subestación proyectada para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Infiltración.

Respecto al enlace de comunicaciones entre la S.E. San Rafael 138/10kV y las subestaciones eléctricas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua Recuperada y Sistema de Infiltraciones, se llevará a cabo a través de la implementación de dos tipos de cable de fibra óptica, se utilizará el cable de guarda tipo OPGW para los tramos aéreos comprendidos entre torres de acero o postes de concreto, y la implementación de cable de fibra tipo ADSS para las derivaciones y acometidas subterráneas mediante bando de ductos de 2 vías  $\phi$  4" x 1m de longitud.

En el siguiente cuadro se muestra la ruta de la línea MT 10kV – Sistema de Infiltraciones y las derivaciones hacia el sistema de tratamiento de agua y sistema de bombeo de agua recuperada mencionado líneas arriba:

Cuadro N° 38 Planilla Línea 10kV – Sistema de Infiltraciones

Nro. De Estructura	Coordenadas UTM WGS 84 - 19L							Armado	Soporte
	Este (m)	Norte (m)	Cota (m)	Parcial (m)	Acumulada (m)	Vértice	Ángulo (°)		
1	357,432	8,426,457	4,609	89	0	V-1		TR	TR+3
2	357,493	8,426,521	4,620	82	89	V-2	-74°42'52"	TA2	TA2+0
3	357,565	8,426,482	4,611	230	171	V-3	28°3'59"	TA1	TA1+0
4	357,795	8,426,480	4,640	60	400	V-4	-48°16'38"	TA2	TA2+0
5	357,834	8,426,435	4,645	201	460			TS	TS+0
6	357,967	8,426,285	4,633	240	661	V-5	-36°1'10"	TA2	TA2+0
7	357,989	8,426,046	4,610	150	901			TA1	TA1+3
8	358,003	8,425,896	4,647	177	1,051			TS	TS+3
9	358,020	8,425,721	4,663	150	1,228	V-6	-6°35'23"	TA1	TA1+6
10	358,016	8,425,571	4,641	169	1,378			TS	TS+0
11	358,013	8,425,401	4,609	202	1,547			TS	TS+3
12	358,008	8,425,200	4,580	169	1,749			TS	TS+0
13	358,004	8,425,031	4,562	156	1,918			TA1	TA1+0
14	358,001	8,424,874	4,546	173	2,074	V-7	-4°37'44"	TA1	TA1+0
15	357,983	8,424,703	4,553	171	2,247			TS	TS+0
16	357,966	8,424,533	4,579	180	2,418	V-8	-19°25'57"	TA1	TA1+3
17	357,889	8,424,370	4,569	137	2,598			TS	TS+0
18	357,830	8,424,246	4,563	127	2,734	V-9	20°54'22"	TA1	TA1+0
19	357,820	8,424,120	4,557	173	2,861			TS	TS+0
20	357,807	8,423,947	4,522	209	3,034			TS	TS+0
21	357,791	8,423,739	4,479	79	3,243	V-10	22°9'46"	TA1	TA1+0
22	357,815	8,423,664	4,489	145	3,322	V-10.1	-17°28'51"	TA1	TA1+0
23	357,816	8,423,519	4,468	191	3,467			TS	TS+0
24	357,817	8,423,327	4,436	129	3,659			TS	TS+0
25	357,817	8,423,199	4,427	130	3,787	V-10.2	64°11'22"	TA3	TA3+0
26	357,934	8,423,143	4,433	140	3,917			TS	TS+0
27	358,061	8,423,082	4,430	193	4,057	V-10.3		TA1	TA1+3
28	358,235	8,422,999	4,420	40	4,250	V-10.4	3°36'37"	TA1	TA1+0
29	358,272	8,422,984	4,417	35	4,290			PSEC	15/500
30	358,304	8,422,971	4,413	76	4,325			PS	15/500
31	358,374	8,422,943	4,396	90	4,400			PS	15/500
32	358,457	8,422,909	4,386	79	4,490			PS	15/500
33	358,530	8,422,880	4,371	86	4,569			PS	15/500
34	358,610	8,422,848	4,350	67	4,655	V-10.5	-41°33'9"	PA2	15/500
35	358,640	8,422,788	4,335	33	4,722			PA1	15/500
36	358,655	8,422,758	4,327	0	4,755	V-10.6		PTR	15/500

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 39 Planilla Línea 10kV – Derivación Planta de Tratamiento de Agua**

Nro. De Estructura	Coordenadas UTM WGS 84 - 19L							Armado	Soporte
	Este (m)	Norte (m)	Cota (m)	Parcial (m)	Acumulada (m)	Vértice	Ángulo (°)		
<b>27</b>	358,061	8,423,082	4,430	28	0	V-10.3		TA1	TA1+3
<b>27.1</b>	358,047	8,423,058	4,424	33	28			PTR	15/500
<b>27.2</b>	358,030	8,423,029	4,418	45	61	V-10.3.1	-57°27'37"	PA2	15/500
<b>27.3</b>	357,985	8,423,027	4,413	22	106			PS	15/500
<b>27.4</b>	357,963	8,423,026	4,410	0	128	V-10.3.2		PTR	15/500

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 40 Planilla Línea 10kV – Derivación Sist. Bombeo (Transformador N°02)**

Nro. De Estructura	Coordenadas UTM WGS 84 - 19L							Armado	Soporte
	Este (m)	Norte (m)	Cota (m)	Parcial (m)	Acumulada (m)	Vértice	Ángulo (°)		
<b>28</b>	358,235	8,422,999	4,420	34	0	V-10.4		TA1	TA1+0
<b>28.1</b>	358,219	8,422,969	4,414	46	34			PTR	15/500
<b>28.2</b>	358,197	8,422,928	4,402	69	80			PS	15/500
<b>28.3</b>	358,165	8,422,867	4,387	67	149			PS	15/500
<b>28.4</b>	358,133	8,422,808	4,375	100	216	V-10.4.1	-62°2'59"	PA3	15/500
<b>28.5</b>	358,033	8,422,808	4,375	44	316	V-10.4.2		PSEC	15/500
<b>28.6</b>	357,989	8,422,808	4,376	0	360	V-10.4.3		PTR	15/500

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 41 Planilla Línea 10kV – Derivación Sist. Bombeo (Transformador N°01)**

Nro. De Estructura	Coordenadas UTM WGS 84 - 19L							Armado	Soporte
	Este (m)	Norte (m)	Cota (m)	Parcial (m)	Acumulada (m)	Vértice	Ángulo (°)		
<b>28.5</b>	358,033	8,422,808	4,375	25	0	V-10.4.2		PSEC	15/500
<b>28.7</b>	358,015	8,422,825	4,378	51	25	V-10.4.4	55°29'8"	PTR	15/500
<b>28.8</b>	357,965	8,422,814	4,377	25	76			PS	15/500
<b>28.9</b>	357,941	8,422,809	4,378	0	101	V-10.4.5		PTR	15/500

Fuente: Elaboración Propia

A continuación se muestra el Trazo de Ruta de Línea 10kV, en el cual se refleja las estructuras de acero (torres autosoportadas) y postes de concreto proyectadas:







### 3.4.3 Metrado del Diseño Electromecánico de la Línea 10kV

A continuación, se muestra el Metrado de la Línea 10 kV correspondiente a la presente tesis “Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno”:

**Cuadro N° 42 Suministro de Materiales – Línea 10kV**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
<b>1.0</b>	<b>Estructuras de Acero</b>		
1.1	Torre Tipo TR+3, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	1
1.2	Torre Tipo TS+0, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	10
1.3	Torre Tipo TS+3, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	2
1.4	Torre Tipo TA1+0, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	7
1.5	Torre Tipo TA1+3, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	3
1.6	Torre Tipo TA1+6, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	1
1.7	Torre Tipo TA2+0, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	3
1.8	Torre Tipo TA3+0, Incluye patas, stubs, montantes y accesorios	und	1
<b>2.0</b>	<b>Estructuras de Concreto</b>		
2.1	Poste de Concreto Armado Centrifugado 15m / 500daN (Incluye Perilla)	und	21
2.2	Poste de Concreto Armado Centrifugado 8m / 300daN (Incluye Perilla), para enlace F.O. a Planta B2	und	1
2.3	Ménsula de Concreto Vibrado 1m/250kg	und	33
2.4	Cruceta Asimétrica de Concreto Vibrado 1.5/0.9/250kg	und	16
2.5	Cruceta de Concreto Vibrado 2m/250kg	und	2
<b>3.0</b>	<b>Conductores y Accesorios</b>		
3.1	Conductor AAAC de 300 mm <sup>2</sup>	km	13.5
3.2	Amortiguadores tipo Stockbridge para conductor AAAC de 300 mm <sup>2</sup>	und	162
3.3	Conductor de Aleación de Aluminio AAAC de 150 mm <sup>2</sup>	km	3.5
3.4	Amortiguadores tipo Stockbridge para conductor AAAC de 150 mm <sup>2</sup>	und	108
3.5	Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x500 mm <sup>2</sup>	m	38
3.6	Terminales para Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x500 mm <sup>2</sup>	und	6
3.7	Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x240 mm <sup>2</sup>	m	3759
3.8	Terminales para Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x240 mm <sup>2</sup>	und	54
<b>4.0</b>	<b>Aisladores y Accesorios</b>		
4.1	Aislador de porcelana tipo suspensión Clase ANSI 52-3	und	380
4.2	Aislador de porcelana tipo pin Clase ANSI 56-4	und	50
4.3	Espiga de A°G° para instalación de Aislador de porcelana tipo PIN	und	50
4.3	Alambre de Amarre de Aluminio de 16mm <sup>2</sup>	m	375
4.5	<b>Ensamble de Suspensión para Conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC, incluye:</b> (1) Grillete Recto 70kN (1) Adaptador Anillo - Bola (1) Adaptador Casquillo - Ojo (1) Grapa de Suspensión para conductor 300mm <sup>2</sup> AAAC (1) Varilla de Armar para conductor 300mm <sup>2</sup> AAAC	Cjto	40
4.6	<b>Ensamble de Anclaje para Conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC, incluye:</b> (1) Grillete Recto 70kN (1) Adaptador Anillo - Bola (1) Adaptador Casquillo - Ojo	Cjto	87

ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
	(1) Grapa de Anclaje tipo Compresión para conductor 300mm <sup>2</sup> AAAC (1) Conector doble vía para conductor 300mm <sup>2</sup> AAAC		
4.7	<b>Ensamble de Anclaje para Conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC, incluye:</b>	Cjto	63
	(1) Grillete Recto 70kN (1) Adaptador Anillo - Bola (1) Adaptador Casquillo - Ojo (1) Grapa de Anclaje tipo Pistola para conductor 150mm <sup>2</sup> AAAC (1) Conector doble vía para conductor 150mm <sup>2</sup> AAAC		
5.0	<b>Cable de Fibra Óptica OPGW y Accesorios</b>		
5.1	Cable de Fibra Óptica tipo OPGW 24 hilos, 14.5 mm ø	km	6.1
5.2	Amortiguadores tipo Stockbridge para OPGW 24 hilos, 14.5 mm ø	und	90
5.3	Caja de empalme para fibra óptica (Incluye caja de empalme, bandeja, y accesorios de fijación)	Cjto	14
5.4	Cable de fibra óptica ADSS para instalación aérea y/o subterránea (Acometidas y Enlace F.O. a Planta B2)	m	1050
5.5	<b>Ensamble de Suspensión para Fibra Óptica OPGW, incluye:</b>	Cjto	21
	(1) Grillete Recto 70kN (1) Grapa de Suspensión para Fibra Óptica OPGW 24 hilos, 14.5 mm ø (1) Conector y/o grapa para conexión de puesta a tierra		
5.6	<b>Ensamble de Anclaje para Fibra Óptica OPGW, incluye:</b>	Cjto	30
	(2) Guardacabo para cable OPGW 24 hilos, 14.5 mm ø (2) Retención preformada para cable OPGW 24 hilos, 14.5 mm ø (2) Conector y/o grapa para conexión de puesta a tierra		
6.0	<b>Accesorios de Ferretería para Estructuras de Concreto</b>		
6.1	Perno Maquinado de A°G° de 16mm ø x 406mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	42
6.2	Perno Ojo de A°G° de 16mm ø x 406mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	9
6.3	Perno Ojo de A°G° de 16mm ø x 356mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	4
6.4	Perno Ojo de A°G° de 16mm ø x 305mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	34
6.5	Perno Ojo de A°G° de 16mm ø x 254mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	23
6.6	Arandela Cuadrada Plana de 57x57x5 mm, agujero de 18mm ø	und	33
6.7	Arandela Cuadrada Curva de 57x57x5 mm, agujero de 18mm ø	und	232
6.8	Conector de cobre tipo "J" para conductor de cobre recocido, cableado de 35mm <sup>2</sup>	und	164
6.9	Conector de cobre tipo perno partido	und	56
6.10	Conductor de cobre recocido, cableado de 35mm <sup>2</sup>	m	378
6.11	Tuerca Ojo de A°G° para perno de 16mm ø	und	9
7.0	<b>Retenidas y Anclajes</b>		
7.1	Aislador de Tracción tipo Nuez C-54.3	und	26
7.2	Canaleta protectora de Retenidas	und	26
7.3	Eslabón angular de Retenida	und	26
7.4	Bloque de Concreto Armado de 0.5x0.5x0.2m	und	26
7.5	Guardacabo de A°G° para Cable de Acero de 13mm ø	und	26
7.6	Amarre Preformado para Retenida	und	104
7.7	Arandela de Anclaje de Acero de 102x102x6.35mm con agujero central de 20mm ø	und	26
7.8	Varilla de Anclaje de Acero de 16mm ø x 2400mm longitud, provisto de Ojal-Guardacabo	und	26
7.9	Cable de Acero de 13mm ø, 7 hilos, SIEMENS MARTIN	m	442
7.10	Arandela cuadrada curva de A°G° 75x75x4.5mm, agujero central de 17.5mm ø	und	26
7.11	Perno Maquinado de A°G° de 16mm ø x 406mm longitud, previsto de tuerca y contratuerca	und	26



ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
<b>8.0</b>	<b>Equipos de Protección y Maniobra</b>		
8.1	Seccionador tipo Cuchilla de 27kV, 900A, 170kBIL	und	3
8.2	Seccionador tipo Cuchilla de 27kV, 600A, 170kBIL	und	6
8.3	Seccionador Fusible Unipolar Tipo Expulsión (Cut-Out) de 27kV, 200A, 170 kV-BIL.	und	27
8.4	Fusible Tipo Expulsión 25 A	und	6
8.5	Fusible Tipo Expulsión 50 A	und	6
8.6	Fusible Tipo Expulsión 200 A	und	15
8.7	Pararrayos de Oxido Metálico, 12 kV, 10 KA Clase 1	und	36
<b>9.0</b>	<b>Banco de Ductos para Derivaciones Subterráneas</b>		
9.1	Ducto de Concreto de 2 vías x 1m de longitud	und	95
9.2	Tubo PVC de 4"Ø x 3m de longitud	und	97
9.3	Conductor de cobre desnudo de 120mm <sup>2</sup> para puesta a tierra	m	150
9.4	Cinta de señalización color rojo x 100m de longitud	rollo	1
9.5	Fleje de acero inoxidable (cinta band-it) de 3/4" x 30m de longitud	rollo	5
9.6	Hebilla de acero inoxidable para fleje (cinta band-it) de 3/4"	und	145
<b>10.0</b>	<b>Puestas a Tierra y Accesorios</b>		
10.1	Conductor de cobre recocido, cableado de 35mm <sup>2</sup>	m	2780
10.2	Varilla de Copperweld de 16mm Ø x 2.4m de longitud	und	133
10.3	Conector de dos vías para conductor de cobre de 35mm <sup>2</sup>	und	133
10.4	Conector tipo AB para Varilla de Copperweld de 16mm Ø x 2.4m de longitud	und	266
10.5	Caja de Registro de concreto para puesta a tierra de 0.405 x 0.405 x 0.35 m	und	4
10.6	Tubo PVC SAP de 1"Ø x 3m de longitud	und	133
10.7	Terreno Vegetal	m <sup>3</sup>	307.78
10.8	Cemento conductivo (bls de 25 kg)	und	153
10.9	Bentonita (bls 40 kg)	und	340
10.10	Carbón Vegetal (bls 40 kg)	und	258

Fuente: Elaboración Propia

**Cuadro N° 43 Montaje Electromecánico y Obras Civiles – Línea 10kV**

ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
<b>1.0</b>	<b>Obras Preliminares</b>		
1.1	Replanteo topográfico y Ubicación de Estructuras	km	5.85
1.2	Plan de Monitoreo e Inspección Arqueológico (Ministerio de Cultura)	km	5.85
1.3	Plan de Monitoreo Ambiental	km	5.85
1.4	Seguridad e Higiene en el Trabajo	glb	1
1.5	Cartel de Obra	und	1
1.6	Limpieza de franja de servidumbre	km	5.85
<b>2.0</b>	<b>Obras Provisionales y Señalización</b>		
2.1	Mejoramiento y/o Limpieza de caminos de acceso	km	5.85
2.2	Señalización en Estructuras (Incluye suministro de acuerdo a detalles)	und	49
2.3	Protección antiescalamiento (Instalación de acuerdo a normas y detalles)	und	49
2.4	Movilización y desmovilización de equipos y materiales	glb	1
<b>3.0</b>	<b>Excavación y Fundaciones de Estructuras</b>		
3.1	Excavación en Terreno Tipo I	m <sup>3</sup>	3695.58

ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
3.2	Excavación en Terreno Tipo II	m <sup>3</sup>	401.40
3.3	Excavación en Terreno Tipo III	m <sup>3</sup>	421.83
3.4	Relleno compactado con material de préstamo	m <sup>3</sup>	887.67
3.5	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	1401.63
3.6	Encofrado	m <sup>2</sup>	575.20
3.7	Solado de concreto f 'c=100 kg/cm <sup>2</sup> , e=10cm	m <sup>2</sup>	540.60
3.8	Armadura FY = 4200 kg/cm <sup>2</sup>	kg	20532.67
3.9	Concreto f 'c=210 kg/cm <sup>2</sup>	m <sup>3</sup>	274.22
<b>4.0</b>	<b>Montaje de Estructuras (Incluye: transporte de Almacén a punto de izaje y montaje)</b>		
4.1	Montaje Torre Tipo TR+3	und	1
4.2	Montaje Torre Tipo TS+0	und	10
4.3	Montaje Torre Tipo TS+3	und	2
4.4	Montaje Torre Tipo TA1+0	und	7
4.5	Montaje Torre Tipo TA1+3	und	3
4.6	Montaje Torre Tipo TA1+6	und	1
4.7	Montaje Torre Tipo TA2+0	und	3
4.8	Montaje Torre Tipo TA3+0	und	1
4.9	Montaje Poste Tipo PS	und	8
4.10	Montaje Poste Tipo PA1	und	1
4.11	Montaje Poste Tipo PA2	und	2
4.12	Montaje Poste Tipo PA3	und	1
4.13	Montaje Poste Tipo PTR	und	7
4.14	Montaje Poste Tipo PSEC	und	2
4.15	Montaje Poste CAC 8m/300daN, para enlace F.O. a Planta B2	und	1
<b>5.0</b>	<b>Montaje de Aisladores, Amortiguadores y Accesorios</b>		
5.1	Cadena de aisladores de porcelana, tipo suspensión y jumper 10kV, Clase ANSI 52-3	und	40
5.2	Cadena de aisladores de porcelana, tipo anclaje 10kV, Clase ANSI 52-3	und	150
5.3	Aislador de porcelana tipo pin Clase ANSI 56-4	und	50
5.3	Amortiguadores en el conductor de fase (AAAC 300mm <sup>2</sup> y AAAC 150mm <sup>2</sup> )	und	270
5.4	Amortiguadores en el cable de guarda tipo OPGW, 24 hilos	und	90
<b>6.0</b>	<b>Tendido de Conductor N2XSY, AAAC y OPGW</b>		
6.1	Tendido AAAC 150 mm <sup>2</sup> - Incluye accesorios (conectores y ferretería)	km	3.5
6.2	Tendido AAAC 300 mm <sup>2</sup> - Incluye accesorios (conectores y ferretería)	km	13.5
6.3	Tendido OPGW - Incluye accesorios (conectores y ferretería)	km	6.1
6.4	Tendido de cable de Fibra Óptica ADSS - Incluye accesorios (conectores y ferretería)	m	1050
6.5	Tendido de Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x500 mm <sup>2</sup> (Inc.terminales y accesorios)	m	38
6.6	Tendido de Cable unipolar N2XSY-8,7/15 kV de 1x240 mm <sup>2</sup> (Inc.terminales y accesorios)	m	3759
<b>7.0</b>	<b>Instalación de Retenidas</b>		
7.1	Excavación en Terreno Tipo I	m <sup>3</sup>	36.66
7.2	Relleno compactado con material de préstamo	m <sup>3</sup>	35.36
7.3	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	42.16
7.4	Instalación de Retenida Inclinada	Cjto	26
<b>8.0</b>	<b>Banco de Ductos para Derivaciones Subterráneas</b>		
8.1	Ducto de Concreto de 2 vías x 1m de longitud	m	95
8.2	Tubo PVC de 4"ø x 3m de longitud	m	291
8.3	Conductor de cobre desnudo de 120mm <sup>2</sup> para puesta a tierra	m	150
8.4	Cinta de señalización color rojo x 100m de longitud	m	95
8.5	Instalación de hebilla y fleje de acero inoxidable de 3/4" (cinta band-it)	cjto	145

ITEM	DESCRIPCIÓN	Und	Cantidad
8.6	Excavación en Terreno Tipo I	m <sup>3</sup>	80.47
8.7	Relleno compactado con material propio	m <sup>3</sup>	63.10
8.8	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	19.97
8.9	Solado de concreto f 'c=100 kg/cm <sup>2</sup> , e=50mm	m <sup>2</sup>	66.50
<b>9.0</b>	<b>Sistema de Puesta a tierra</b>		
9.1	Excavación en Terreno Tipo I	m <sup>3</sup>	193.93
9.2	Excavación en Terreno Tipo II	m <sup>3</sup>	218.14
9.3	Excavación en Terreno Tipo III	m <sup>3</sup>	268.31
9.4	Relleno compactado con material propio	m <sup>3</sup>	315.30
9.5	Eliminación de material excedente	m <sup>3</sup>	467.13
9.6	Instalación de conductor de cobre recocido, cableado de 35mm <sup>2</sup>	m	2780
9.7	Instalación de Varilla de Copperweld de 16mm ø x 2.4m de longitud	und	133
9.8	Medición de Resistividad y Resistencia Puesta a Tierra	und	49
<b>10.0</b>	<b>Inspección final, pruebas y puesta en servicio</b>		
10.1	Prueba y puesta en servicio Línea 10kV (incluye prueba de aislamiento, puesta a tierra, puesta en servicio)	glb	1.00
10.2	Expediente técnico final conforme a obra (incluye información impresa y digitalizada)	km	5.85

Fuente: Elaboración Propia

#### 4 CAPÍTULO V: CONCLUSIONES

- En base a los resultados asociados a la evaluación técnica – económica detallada líneas arriba, se concluye que la Alternativa N°01 presenta mejores indicadores y cumpliendo con las especificaciones técnicas necesarias para un buen funcionamiento del sistema eléctrico. En consecuencia, la presente tesis “Diseño Electromecánico de la Línea de Transmisión 10kV Subestación Eléctrica San Rafael - Planta B4 para la Unidad Minera ubicada en la Región Puno” ha logrado todos los objetivos que se ha propuesto en el numeral 1.4. En ese sentido, se ha concluido el diseño electromecánico para la construcción de :
  - ⇒ Línea nueva en 10kV-4.7km con conductor 300mm<sup>2</sup> AAAC y torres de acero desde la salida de la SE San Rafael hasta el vértice de derivación (V-10.3 proyectado) para alimentar las cargas asociadas al Sistema de Bombeo de Agua.
  - ⇒ Línea nueva en 10kV-1.1km con conductor 150mm<sup>2</sup> AAAC y postes de concreto desde el vértice 10.3 hasta el sistema de infiltración.
- Las nuevas estructuras (torres de acero y postes de concreto) que recorren zonas eriazas, mantendrán un trazo de ruta paralelo a la línea doble terna existente, asimismo se ha contemplado su proyección entre el límite de propiedad y la línea existente en mención, a fin de reducir las dificultades en los cruces con redes de media tensión aéreas que alimentan las cargas asociadas a las Plantas B2 y B3, optimizando y evitando así la utilización de torres de celosía de mayor altitud o la implementación de banco de ductos subterráneos que encarecerían el proyecto.
- La distribución de estructuras mediante la adecuada determinación del 15% tensado (sin llegar innecesariamente al 18% como EDS inicial), permitió obtener ínfimas variaciones en las flechas y/o distancias verticales, evitando esforzar mecánicamente a las estructuras debido a las cargas del conductor 300 y 150 mm<sup>2</sup> AAAC, optimizando de ésta manera el diagrama de cargas en las torres autosoportadas y la selección de la carga de trabajo de los postes de concreto.
- Para el diseño de líneas de transmisión a nivel nacional, es importante averiguar e informarse acerca de otros proyectos previstos a ser ejecutados o en ejecución, como lo fue en este caso, ya que para el correcto desarrollo de la presente tesis se ha tenido en cuenta la elaboración del expediente técnico relacionado a la línea 10kV doble terna desde la S.E. San Rafael 138/10kV hasta las Plantas B2 y B3, equipadas con torres de acero, conductor de 150mm<sup>2</sup> AAAC y aisladores de

porcelana, lo cual fue tomado en cuenta para el diseño electromecánico de la línea 10kV desarrollada en la presente tesis.

- Como se ha indicado, la línea de transmisión recorre zonas de cultivo y terrenos eriazos de la Unidad Minera, obteniéndose diversos tipos de terrenos según las mediciones de resistividad realizadas, por lo cual se plantea SPAT convenientes para cada caso y para cada tipo de estructura (torre de acero y poste de concreto), como la implementación de electrodos verticales e inclusive contrapesos horizontales para cumplir con las restricciones de los valores de resistencia de puesta a tierra según lo establecido en el CNE-Suministro 2011.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

1. **Bautista, J.** (2001). Líneas de Transmisión de Potencia. (Vol I), Hipótesis de Cálculo Mecánico (pp. 96-124). Lima: Universidad Nacional de Ingeniería.
2. **Perú, Ministerio de Energía y Minas** (2011). Código Nacional de Electricidad – Suministro. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Puesta a Tierra (pp. 42-45). Hipótesis de Cálculo de Conductores (pp. 216-220).
3. **Mejía, F.** (2003). Subestaciones de Alta y Extra Alta Tensión. (2a. ed.), Coordinación de Aislamiento (pp. 59-95). Colombia: Impresiones Gráficas Ltda.
4. **Institute of Electrical and Electronics Engineers.** Norma Internacional IEEE Std. 738-2006 “Standard for Calculating the Current Temperature of Bare Overhead Conductors”
5. **Perú, Ministerio de Energía y Minas - Dirección General de Electricidad** (2003). “Especificaciones técnicas para el suministro de materiales y equipos de líneas de transmisión para electrificación rural”. Estructuras Metálicas de Celosía (pp. 02-27).
6. **Perú, Ministerio de Energía y Minas** (2006). Código Nacional de Electricidad – Utilización. Lima: Ministerio de Energía y Minas. Tipos, factores de corrección y selección de conductores eléctricos (pp. 550-600).
7. **Comisión de Reglamentos Técnicos y Comerciales – INDECOPI. Norma Técnica Peruana.** Norma NTP 339.027 (2008) “Postes de hormigón (concreto) armado para líneas aéreas” (pp. 02-09).
8. **EPRI AC Transmission Line Reference Book – 200kV and Above** (2005). (3a. Ed.), Insulation Design (pp. 111-197) California: Electric Power Research Institute – EPRI.
9. **RUS Bulletin 1724E-200** (2005). Design Manual for High Voltage Transmission Lines.
10. **María, L.** (1993). Líneas de Transporte de Energía. (3a. ed.), Cálculo Mecánico de Cables (pp. 224-293). México: Boixareu Editores.
11. Servicio Nacional de Meteorología e Hidrología del Perú – SENAMHI. Portal web del registro histórico de las estaciones meteorológicas: <https://www.senamhi.gob.pe/?p=estaciones>
12. **International Electrotechnical Commission.** Normas Internacionales IEC.
13. **American National Standards Institute.** Normas Internacionales ANSI
14. **Enríquez, G.** (1990). Elementos de Diseño de Subestaciones Eléctricas. (2a. Ed.), Coordinación de Aislamiento (pp.385-456). México: Editorial Limusa.
15. **Hileman, A.** (1999) Insulation Coordination for Power Systems, Insulation Strength Characteristics (pp. 49-104). United States of America: Taylor & Francis Group.

## GLOSARIO

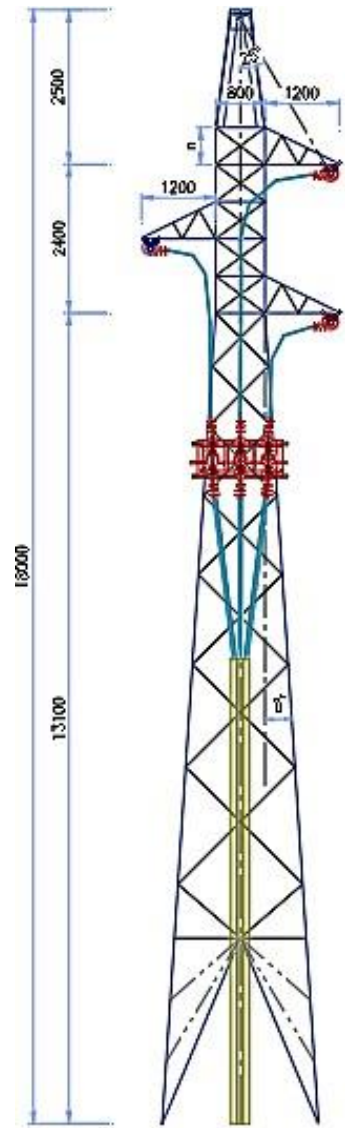
- **UMRP:** Unidad Minera ubicada en la Región Puno
- **CAPEX:** Costo de capital
- **CNE:** Código Nacional de Electricidad
- **NTP:** Normas Técnicas Peruanas
- **OPGW:** Cable de guarda con fibra óptica
- **ADSS:** Cable Auto Soportado Completamente Dieléctrico
- **NBI:** Nivel Básico de Aislamiento
- **CAC:** Concreto Armado Centrifugado
- **SML:** Carga Mecánica Garantizada
- **ASTM:** Asociación Americana de Ensayo de Materiales
- **ISO:** Organización Internacional de Normalización
- **COES:** Comité de Operación Económica
- **LAN:** Local Area Network (Red de Área Local)
- **IGN:** Instituto Geográfico Nacional
- **SENAMHI:** Servicio Nacional de Meteorología e hidrología del Perú
- **MEM:** Ministerio de Energía y Minas
- **DGE:** Dirección General de Electricidad
- **GART:** Gerencia Adjunta de Regulación Tarifaria
- **VAN:** Valor actual neto
- **TIR:** Tasa Interna de Retorno
- **COYM:** Costo de Operación y Mantenimiento
- **CAV:** Concreto Armado Vibrado, utilizado en la fabricación de ménsulas y crucetas de concreto
- **IEC:** Comisión Electrotécnica Internacional
- **UTM:** Sistema de coordenadas universal transversal de Mercator
- **EPRI:** Instituto de Investigación de Energía Eléctrica

## **ANEXOS**

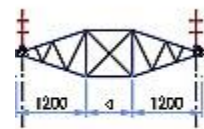
1. **ANEXO A** “PLANOS Y ESQUEMAS ELECTROMECÁNICOS”



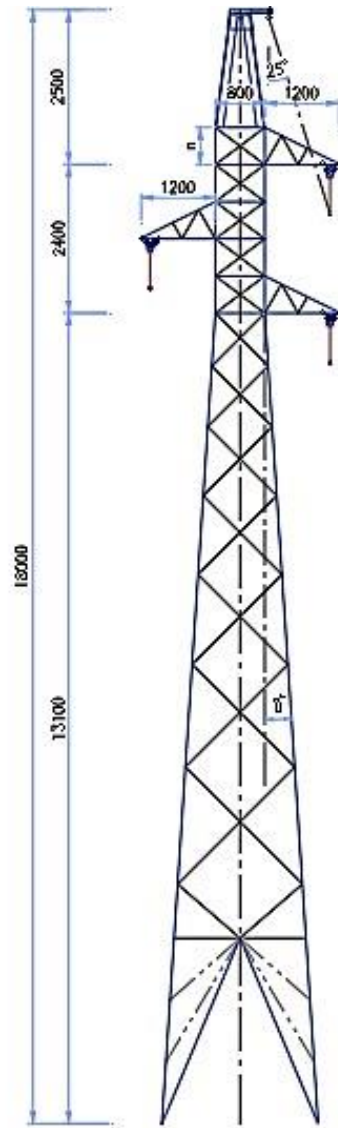
## PLANO N° 01: TIPO DE ARMADOS - TORRES DE ACERO AUTOSOPORTADAS



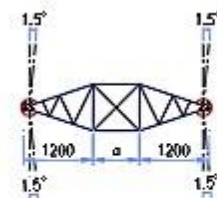
**TORRE 'TR'**  
ESC: 1/75



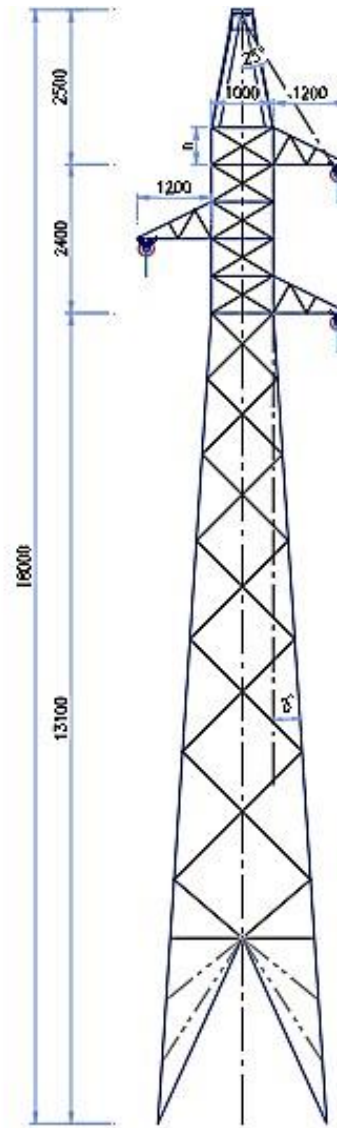
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/75



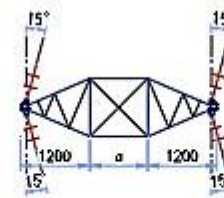
**TORRE 'TS'**  
ESC: 1/75



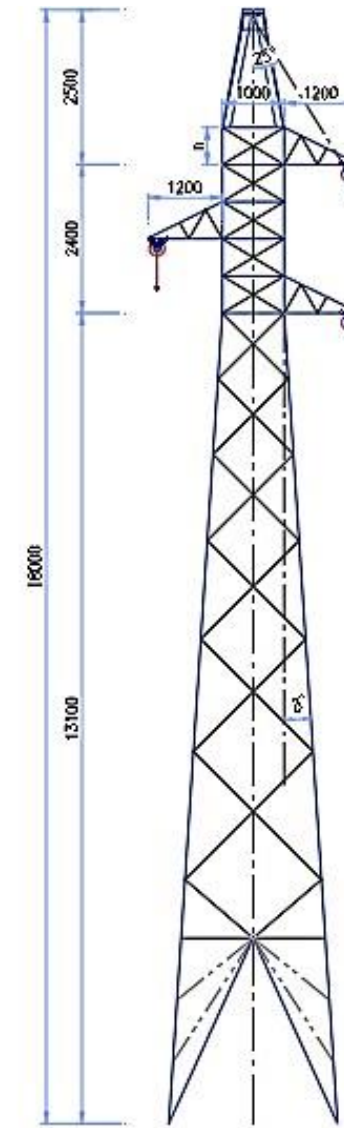
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/75



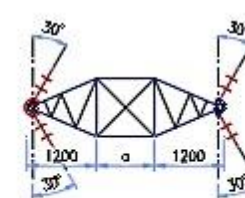
**TORRE 'TA1'**  
ESC: 1/75



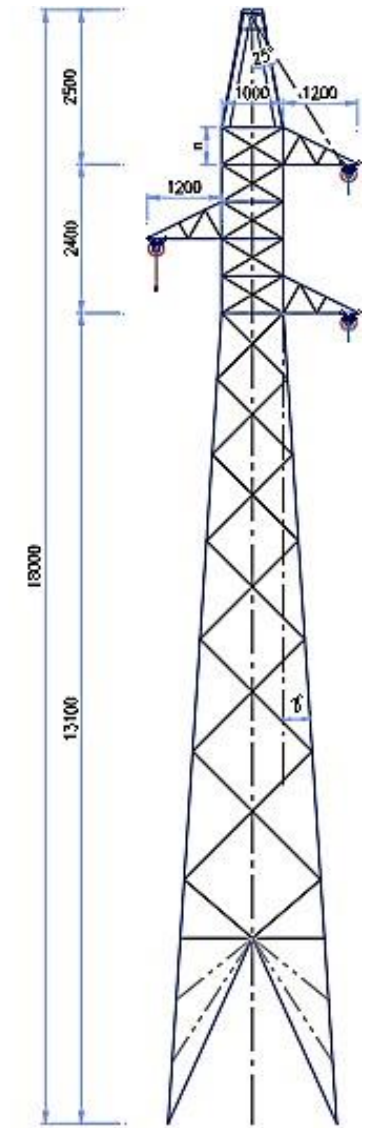
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/75



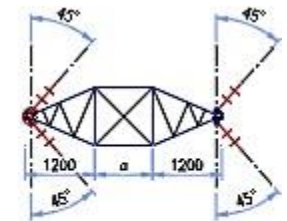
**TORRE 'TA2'**  
ESC: 1/75



**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/75

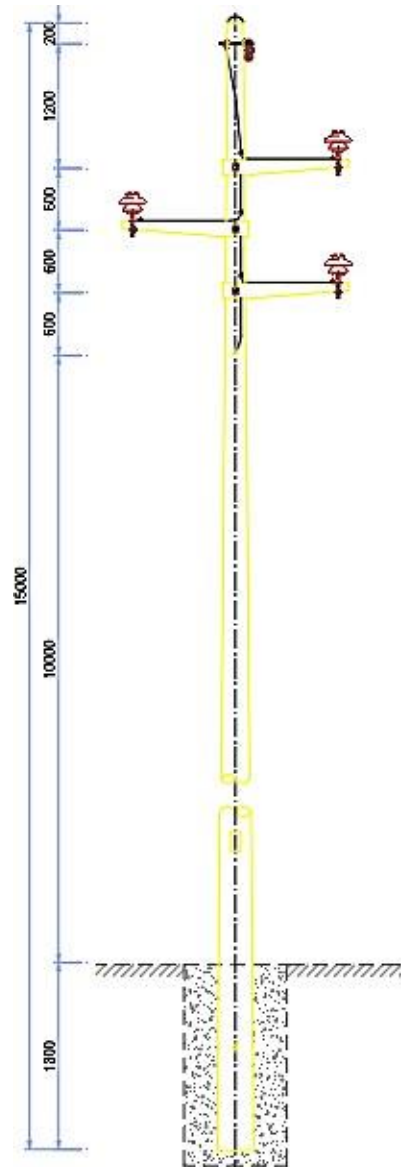


**TORRE 'TA3'**  
ESC: 1/75

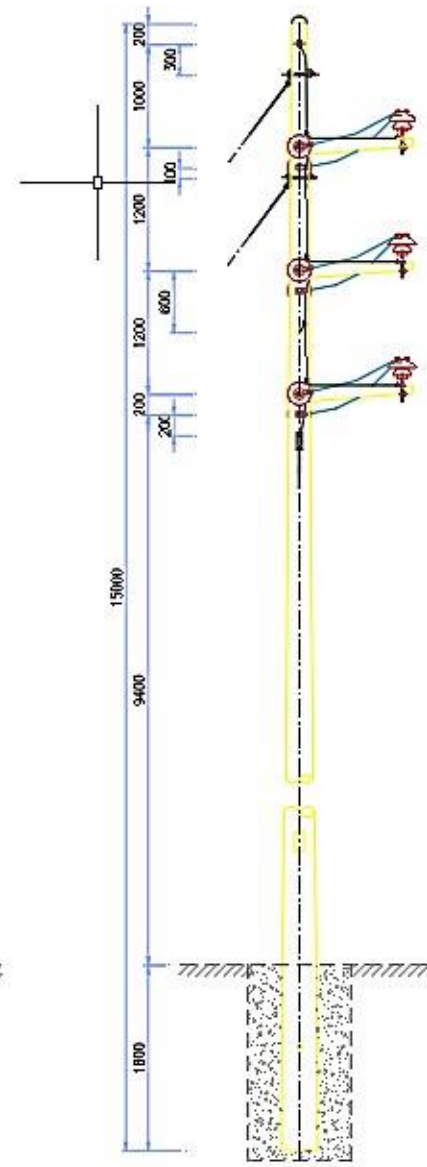


**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/75

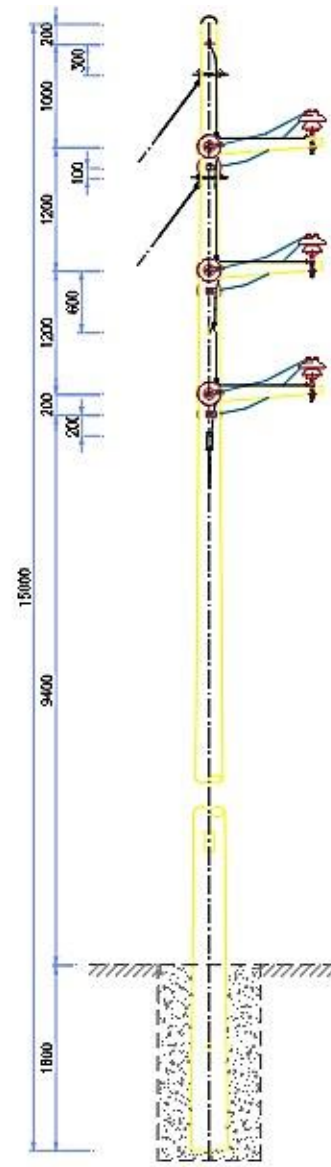
## PLANO Nº 02: TIPO DE ARMADOS - POSTES DE CONCRETO



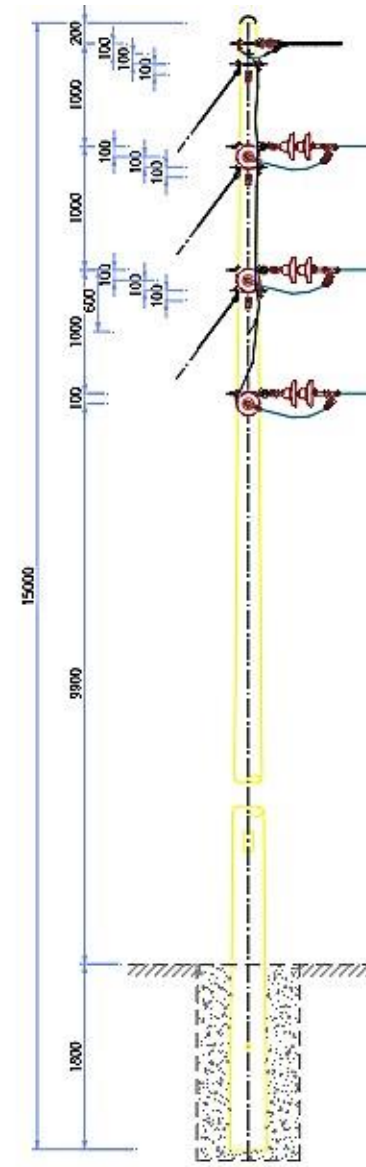
**POSTE "P6"**  
ESC: 1/40



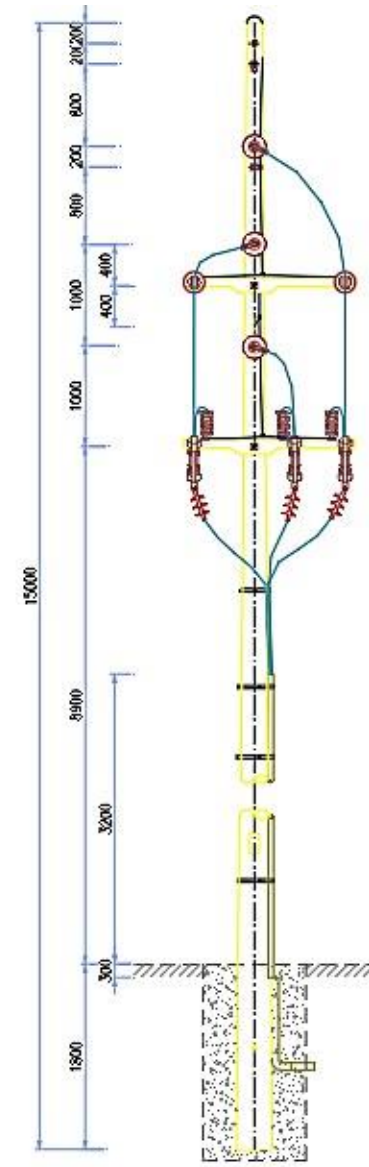
**POSTE "PA1"**  
ESC: 1/40



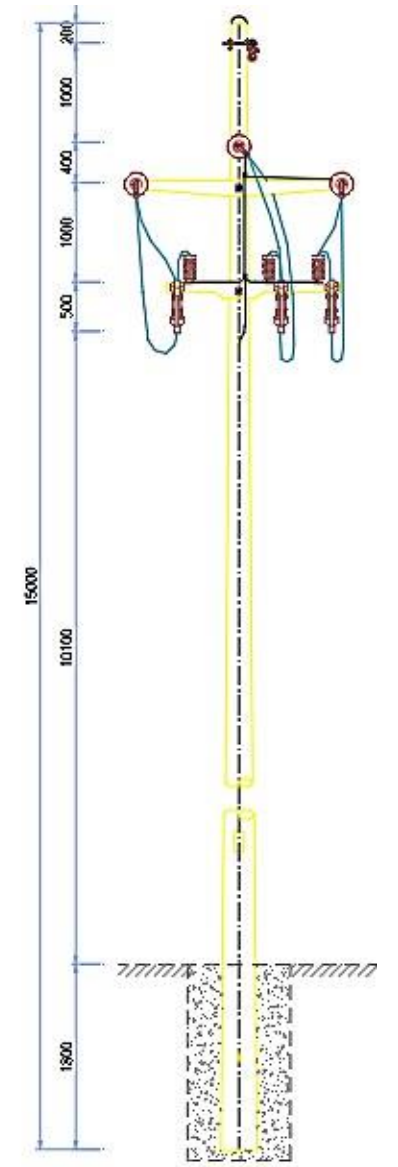
**POSTE "PA2"**  
ESC: 1/40



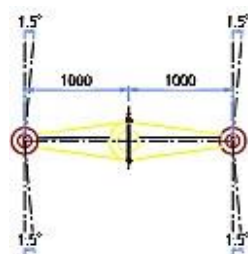
**POSTE "PA3"**  
ESC: 1/40



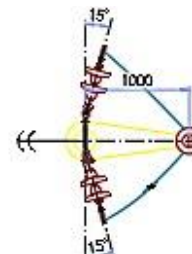
**POSTE "PTR"**  
ESC: 1/40



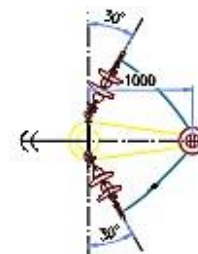
**POSTE "P8EC"**  
ESC: 1/40



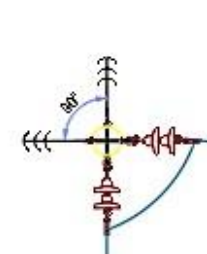
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



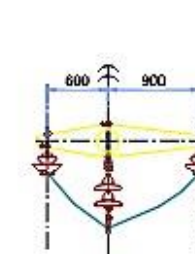
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



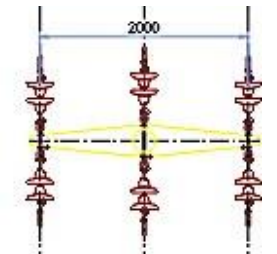
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



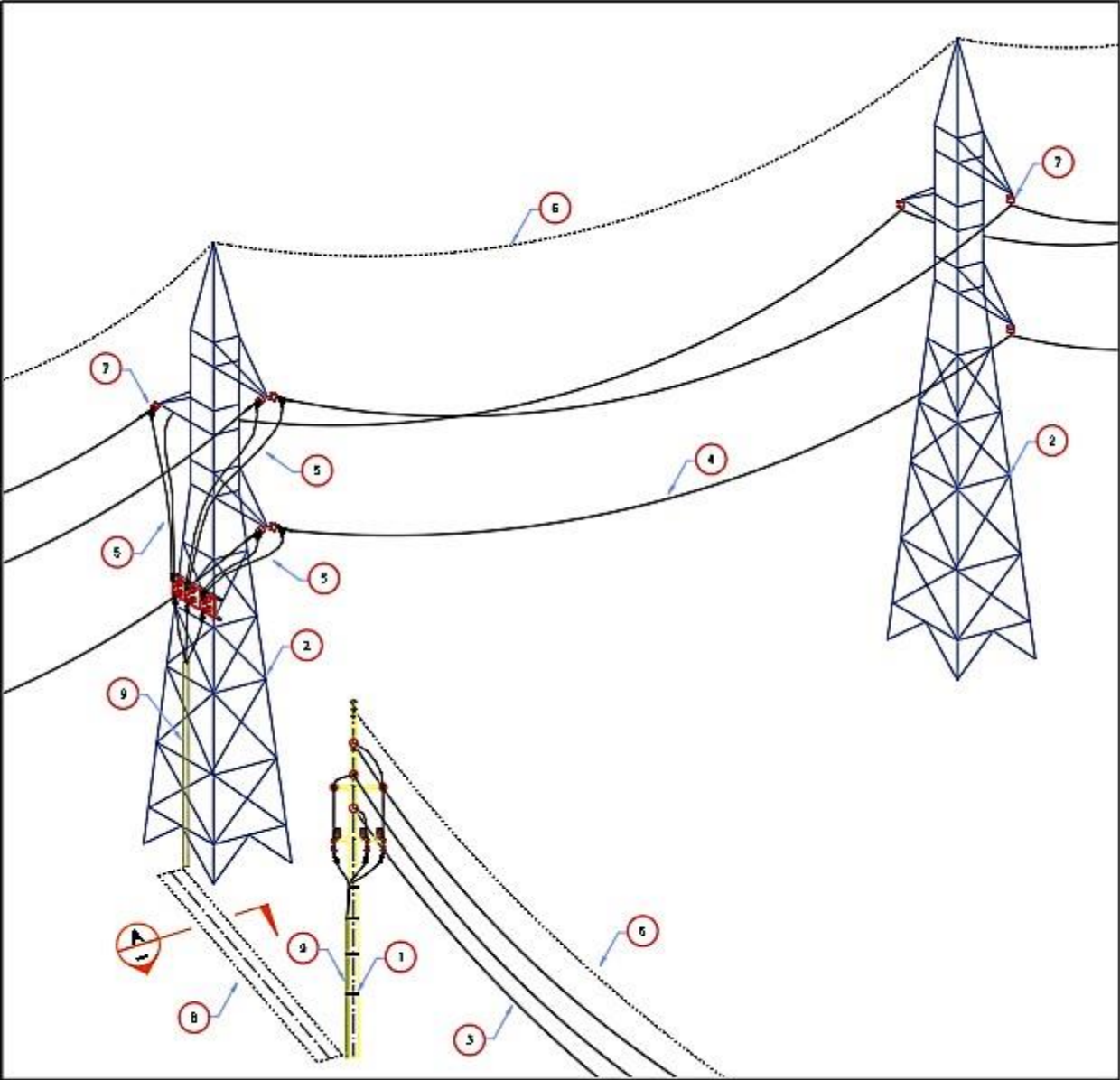
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



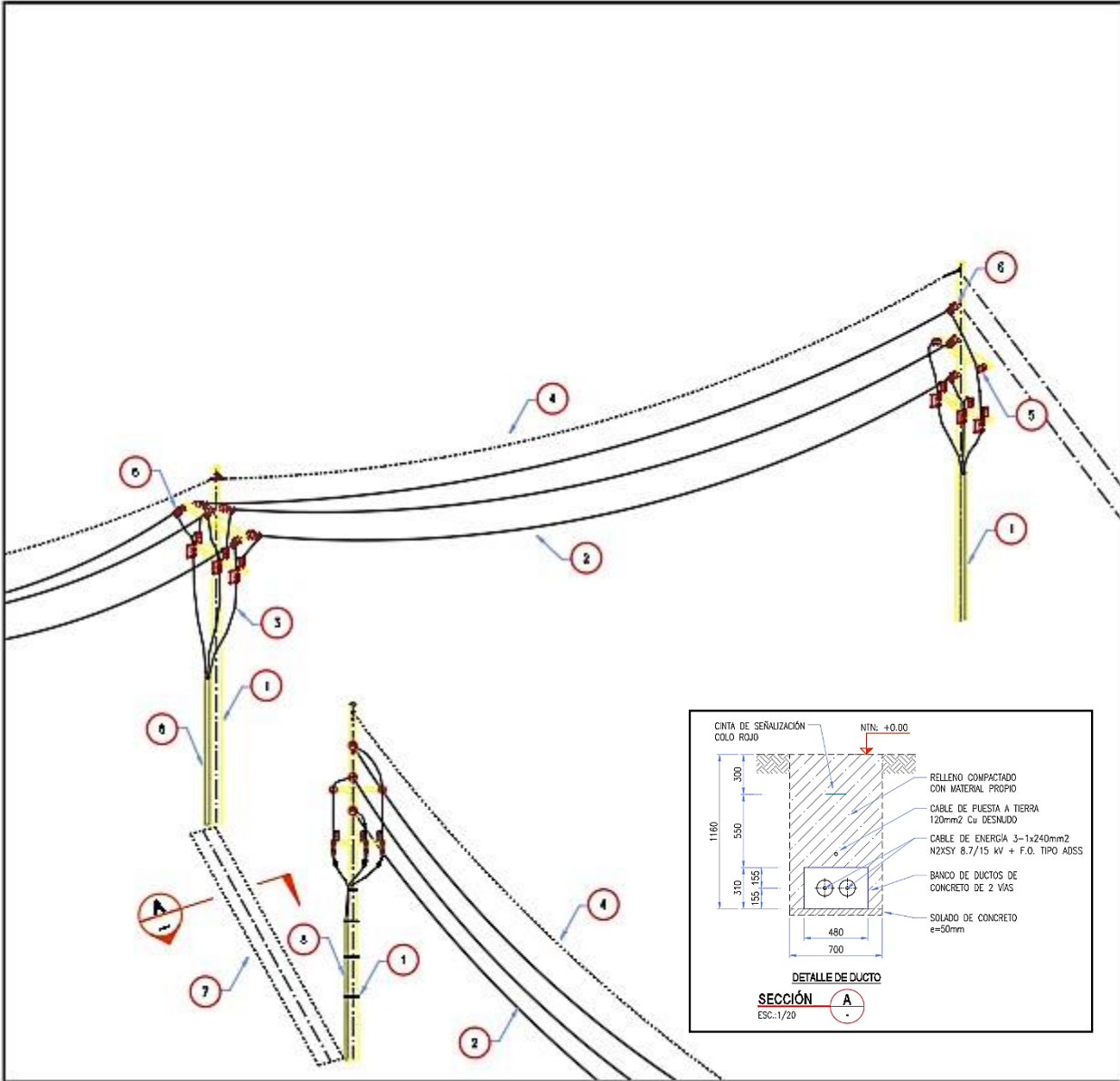
**VISTA PLANTA**  
ESC: 1/40



PLANO N° 03: DERIVACIÓN SUBTERRÁNEA – VISTA ISOMÉTRICA

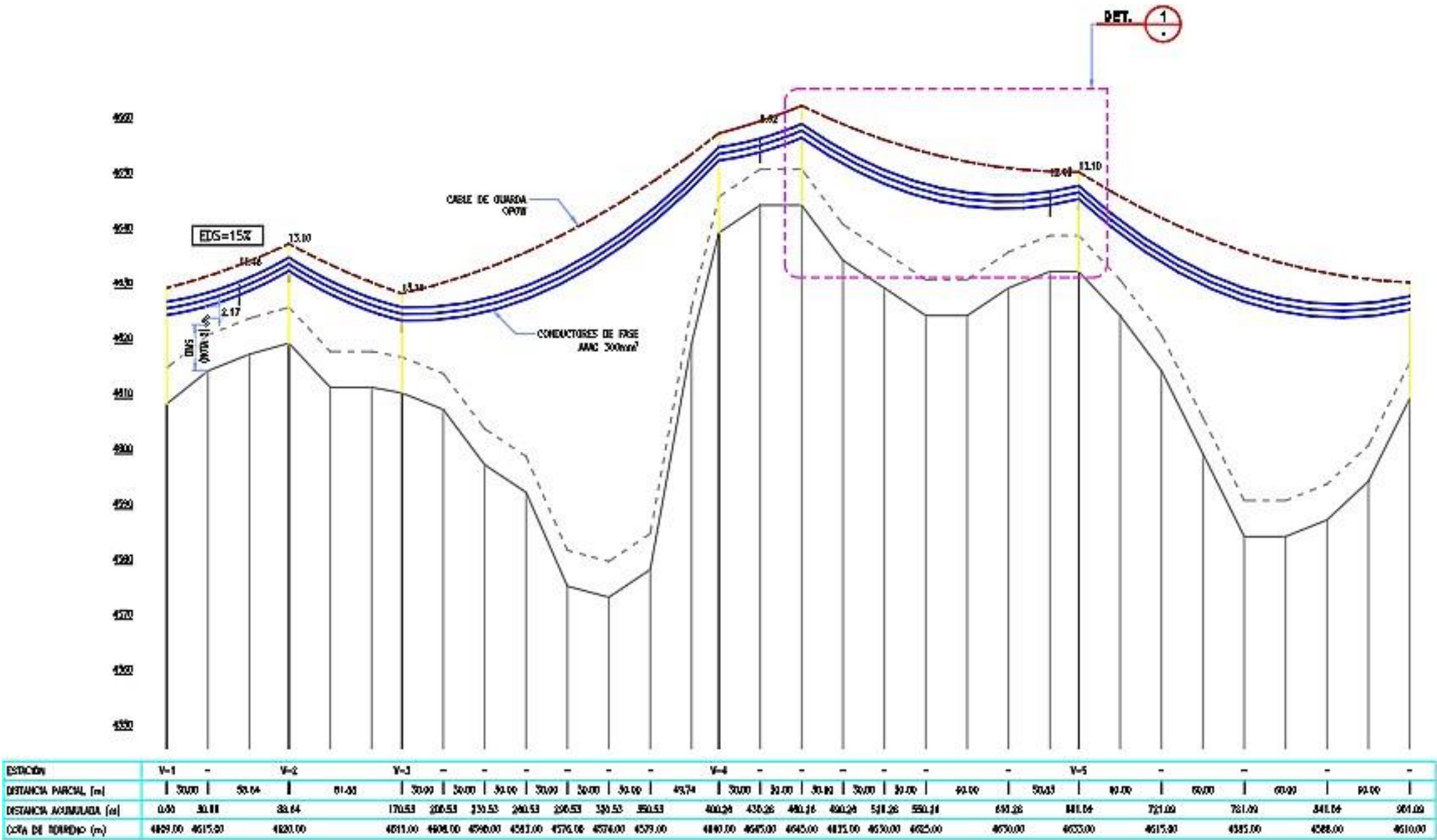


**DERIVACIÓN SUBTERRÁNEA  
ENTRE TORRES DE ACERO**  
ESC: 5/E

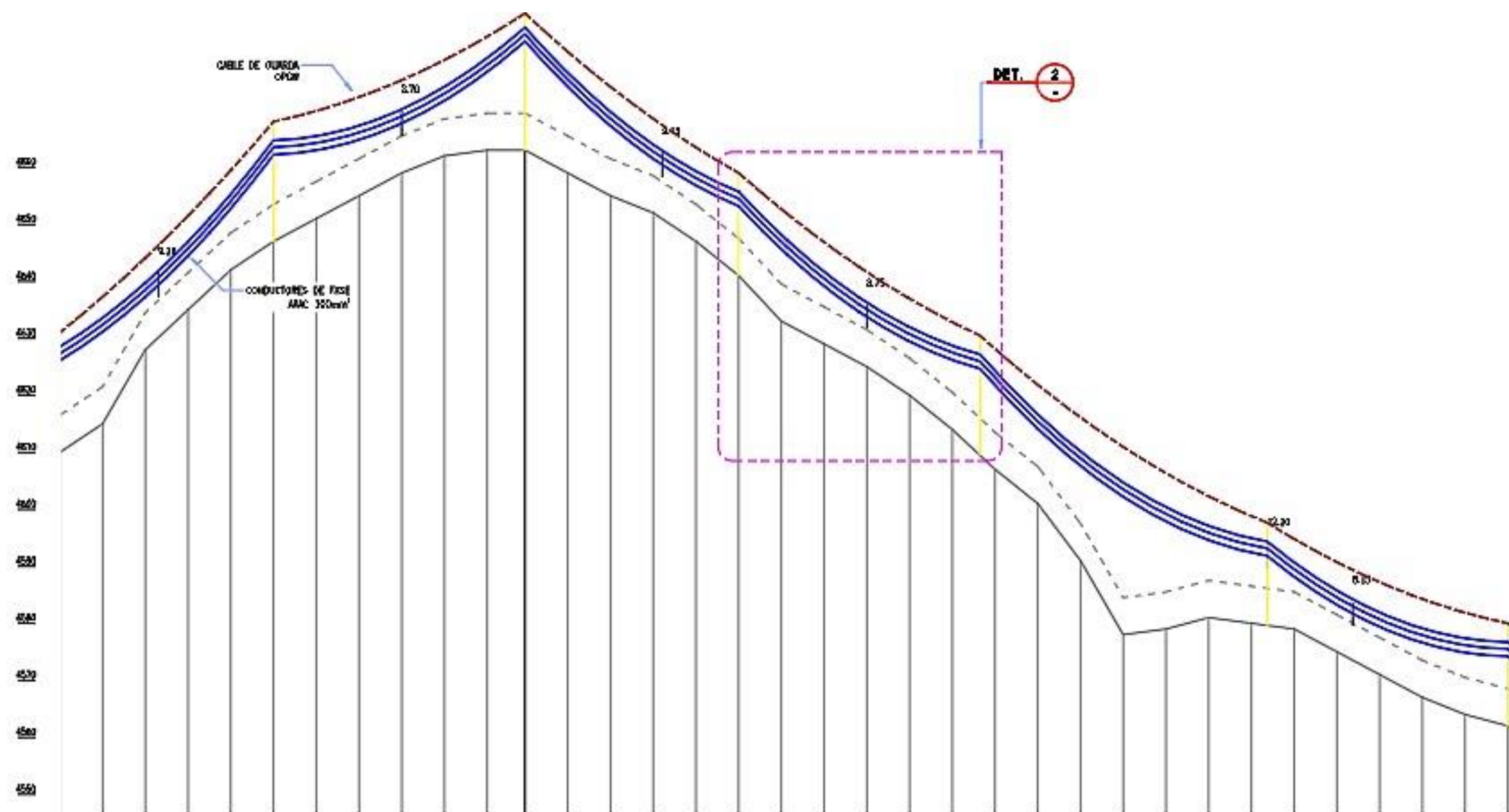


**DERIVACIÓN SUBTERRÁNEA  
ENTRE POSTES CAC**  
ESC: 5/E

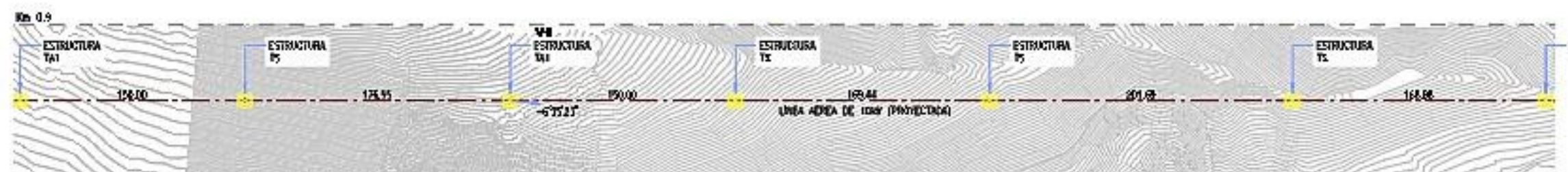
PLANO N° 04: DISTRIBUCIÓN DE ESTRUCTURAS LÍNEA 10KV

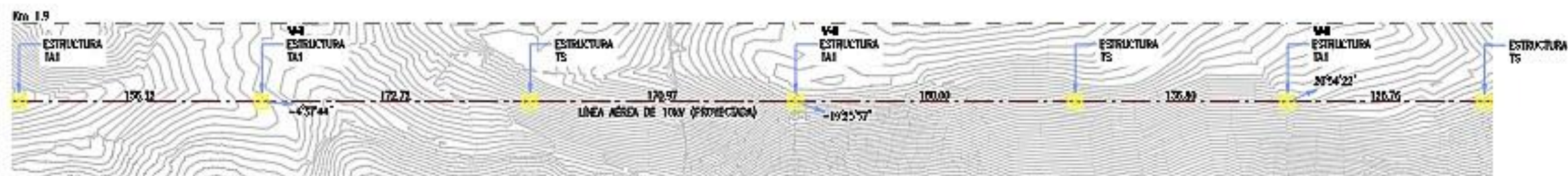
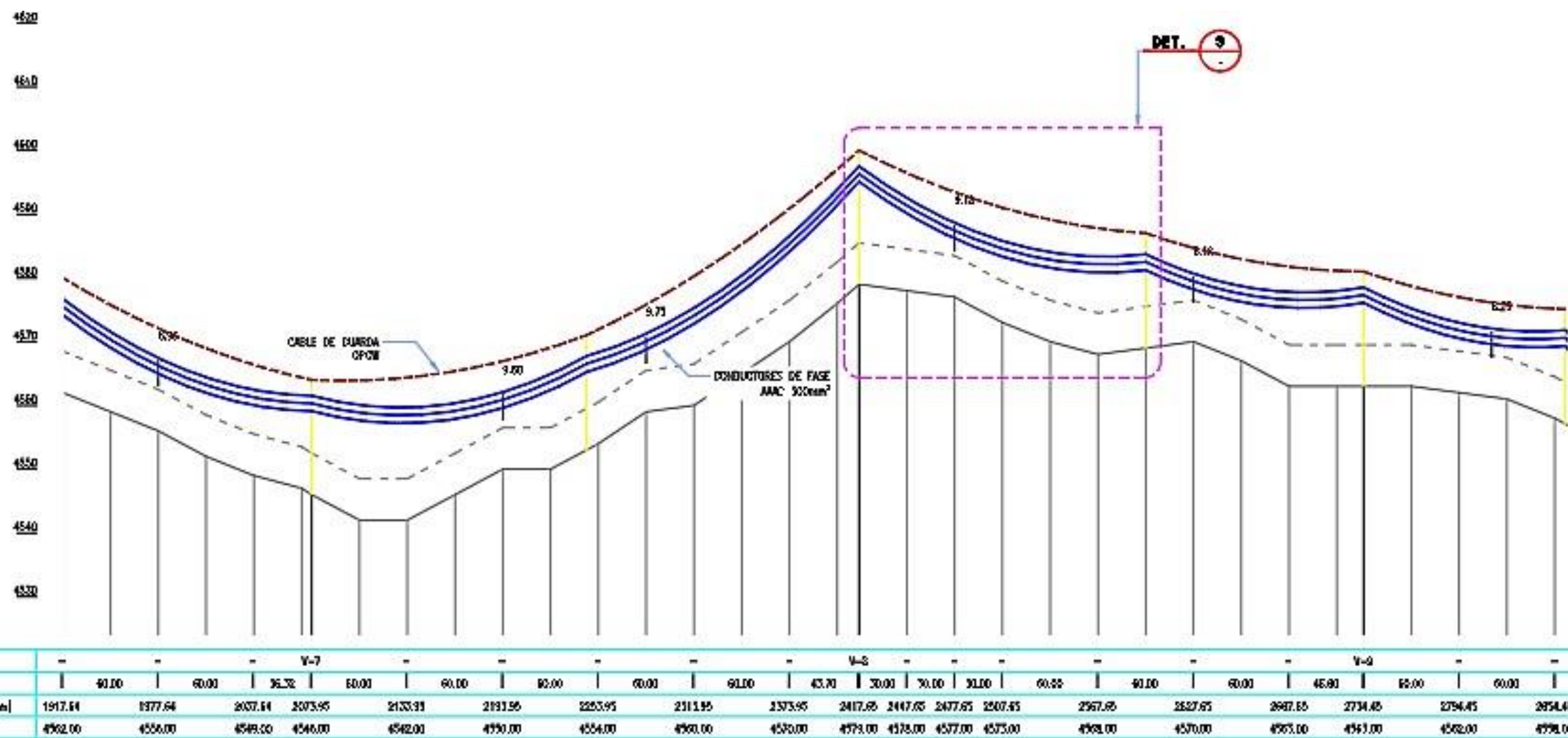




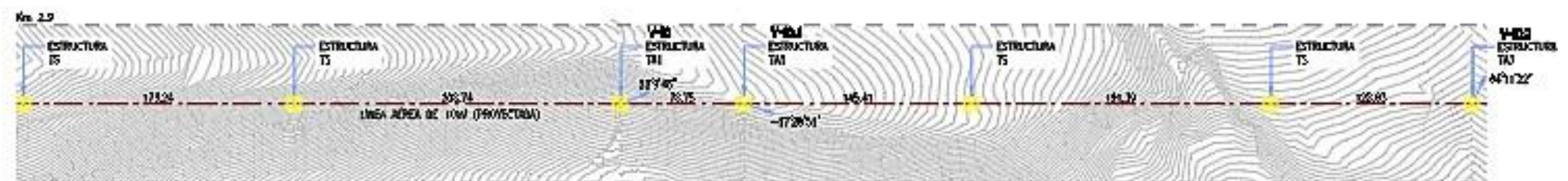


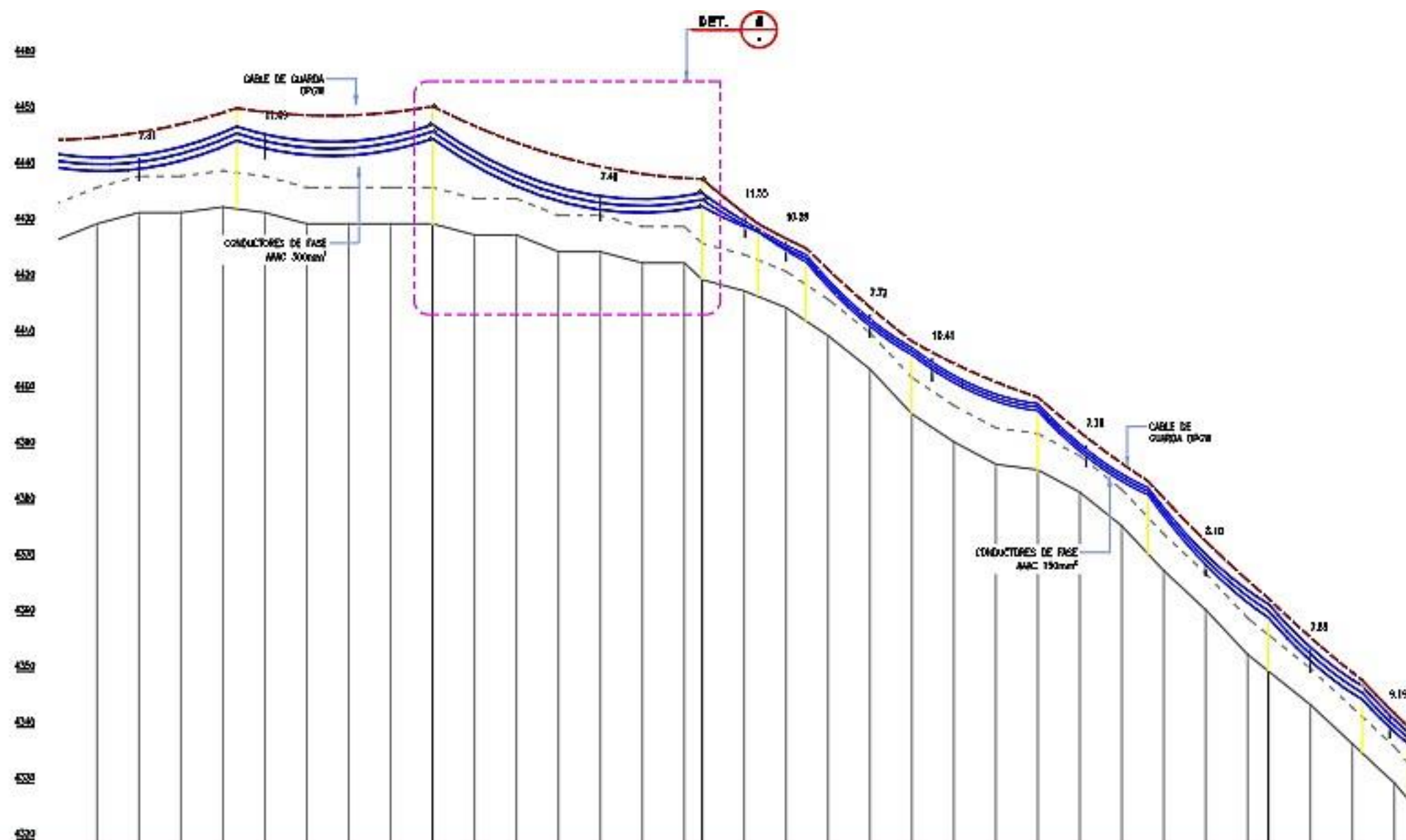
ESTACIÓN	-	-	-	-	-	V=6	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Distancia Parcial (m)	62.00	40.00	60.00	44.00	58.55	60.00	30.00	45.00	40.00	60.00	60.00	60.00	40.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00	60.00
Distancia Acumulada (m)	991.99	951.99	1021.99	1065.99	1124.54	1227.54	1307.54	1377.54	1437.54	1497.54	1557.54	1617.54	1677.54	1737.54	1797.54	1857.54	1917.54	1977.54	2037.54
Cota de Terreno (m)	4618.00	4628.90	4642.00	4651.00	4659.00	4663.00	4665.00	4668.00	4670.00	4672.00	4673.00	4674.00	4675.00	4676.00	4677.00	4678.00	4679.00	4680.00	4681.00







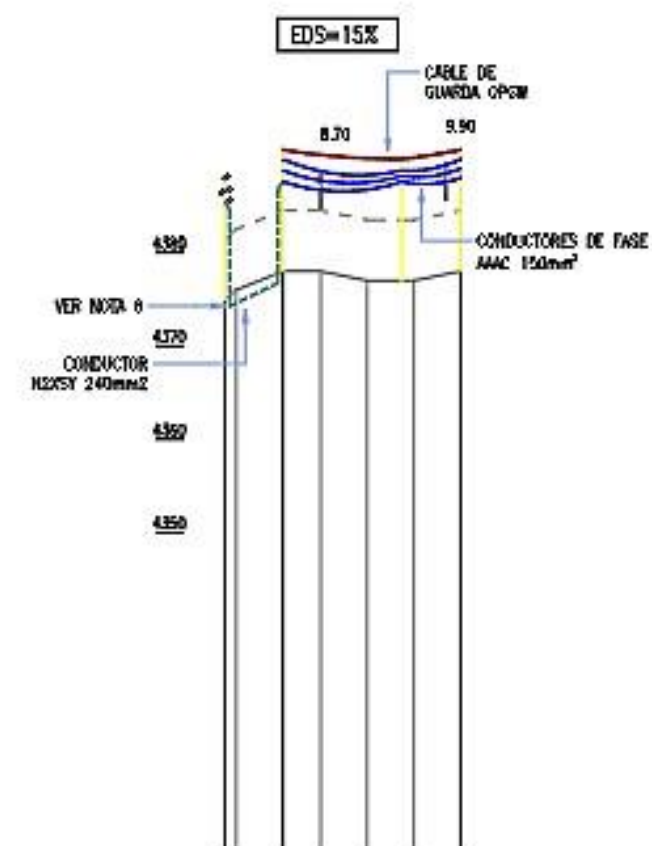
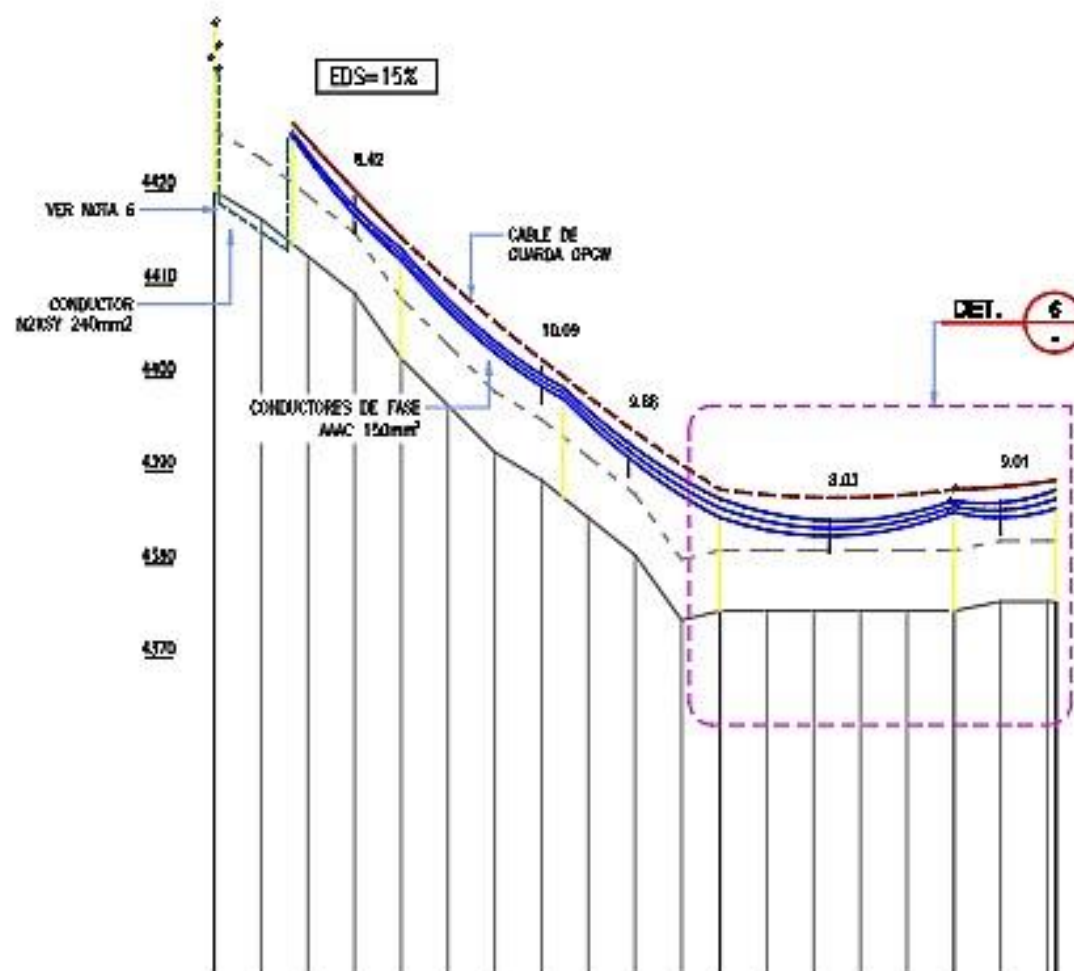
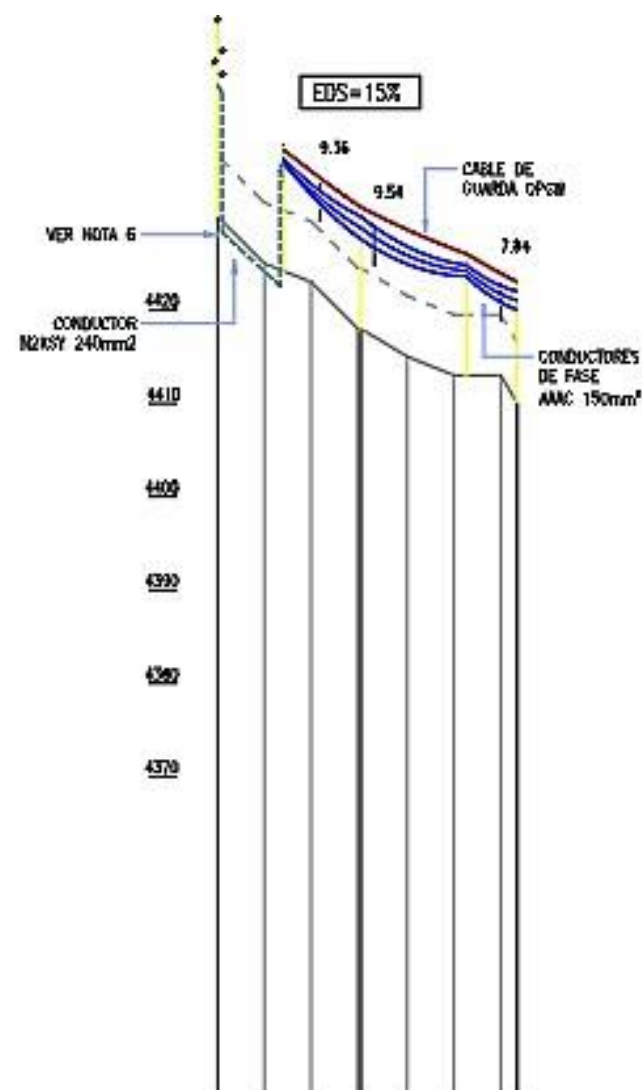




ESTACIÓN	V-10.2	-	-	-	-	Y-10.3	-	-	-	Y-10.4	-	-	-	-	-	-	-	Y-10.5	-	-	Y-10.6
DESKIA PARCIAL (m)	81.80	84.80	88.00	91.00	94.00	97.00	100.00	103.00	106.00	109.00	112.00	115.00	118.00	121.00	124.00	127.00	130.00	133.00	136.00	139.00	142.00
DESKIA ACUMULADA (m)	3387.30	3472.10	3560.10	3651.10	3745.10	3842.10	3942.10	4045.10	4151.10	4260.10	4372.10	4487.10	4605.10	4726.10	4850.10	4977.10	5107.10	5240.10	5376.10	5515.10	5657.10
COTA DE TERRENO (m)	4427.00	4432.00	4438.00	4443.00	4448.00	4453.00	4458.00	4463.00	4468.00	4473.00	4478.00	4483.00	4488.00	4493.00	4498.00	4503.00	4508.00	4513.00	4518.00	4523.00	4528.00







ESTACIÓN	V-10.3	V-10.3.1	V-10.3.2	V-10.4	-	-	-	-	V-10.4.1	-	V-10.4.2	V-10.4.3	V-10.4.4	-	V-10.4.5
DISTANCIA PARCIAL (m)		61.31	47.17		40.00	40.00	40.00	40.00	56.46	40.00	60.00	43.84	34.17	40.00	
DISTANCIA ACUMULADA (m)	0.00	61.31	108.48	0.00	40.00	80.00	120.00	160.00	216.46	256.46	316.46	360.30	394.47	434.47	474.47
COTA DE TERRENO (m)	4430.00	4418.00	4410.00	4420.00	4413.00	4402.00	4392.00	4385.00	4375.00	4379.00	4375.00	4376.00	4378.00	4377.00	4378.00



DERIVACIÓN A SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA (TRANSF. N°02)



DERIVACIÓN A SISTEMA DE BOMBEO DE AGUA (TRANSF. N°01)

